

**INGENIERÍA CONCEPTUAL PARA LA FACTIBILIDAD DE IMPLEMENTACIÓN
DE PLANTAS PEAK SHAVING EN CENTROS DE ALTO CONSUMO PARA
FINES DOMICILIARIOS Y GAS NATURAL VEHICULAR (GNV)**

CRISTIAN ALBERTO ARIZA GARCÍA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DE GAS
BUCARAMANGA**

2016

**INGENIERÍA CONCEPTUAL PARA LA FACTIBILIDAD DE IMPLEMENTACIÓN
DE PLANTAS PEAK SHAVING EN CENTROS DE ALTO CONSUMO PARA
FINES DOMICILIARIOS Y GAS NATURAL VEHICULAR (GNV)**

CRISTIAN ALBERTO ARIZA GARCÍA

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar por el título de
ESPECIALISTA EN INGENIERÍA DEL GAS**

Director

ING. JULIO CÉSAR PÉREZ ANGULO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DE GAS
BUCARAMANGA**

2016

DEDICATORIA

A mi madre por ser su inmenso e incondicional apoyo y motivación para seguir adelante, por estar siempre conmigo, todo lo bueno que hay en mi vida te lo debo.

A ti que siempre estuviste ahí apoyándome con paciencia, comprensión, eres un ejemplo de constante dedicación y perseverancia. Con todo el cariño.

TABLA DE CONTENIDO

	Página
INTRODUCCIÓN.....	16
1 ANTECEDENTES RELACIONADOS CON EL USO DE GNL PEAK SHAVING 22	
1.1 1940'S.....	22
1.2 1960'S A 1980'S.....	22
1.3 1990'S.....	23
1.4 2000'S.....	23
2 VENTAJAS DEL PEAK SHAVING.....	25
2.1 LINE-PACK.....	28
2.2 AIRE PROPANADO.....	28
2.3 ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO.....	28
2.4 PEAK SHAVING CON GNL.....	30
3 ECONOMÍA DEL PEAK SHAVING.....	31
3.1 INSTALACIONES PS VS TRANSPORTE POR GASODUCTO.....	31
3.2 ELECCIÓN DE OPCIONES DE PS.....	34
3.3 COMPONENTES PRINCIPALES DE UNA PLANTA DE GNL PARA PS TÍPICA 36	

3.3.1	Sitio	37
3.3.2	Tratamiento del gas, corriente de alimento y producto.....	38
3.3.3	Licuefacción	39
3.3.4	Almacenamiento.....	40
3.3.5	Regasificación.....	42
3.3.6	Seguridad y anotaciones de diseño	43
4	ANÁLISIS DE LAS PROYECCIONES DE OFERTA Y DEMANDA DE GAS NATURAL EN COLOMBIA	44
4.1	OFERTA DE GAS NATURAL EN COLOMBIA	44
4.2	DEMANDA DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA.....	48
4.2.1	Sector residencial.....	48
4.2.2	Sector Comercial.....	49
4.2.3	Sector transporte.....	50
4.2.4	Sector Petroquímico.....	51
4.2.5	Sector industrial.....	52
4.2.6	Sector termoeléctrico	53
4.2.7	Caso Ecopetrol.....	55
4.3	PROYECCIÓN DE LA DEMANDA NACIONAL DE GAS.....	56
4.4	BALANCE DE GAS NATURAL.....	58
4.5	PRECIO DEL GAS NATURAL EN EL INTERIOR DEL PAÍS	61
5	COSTOS DE UNA PLANTA PEAK SHAVING DE GNL	63
5.1	PLAN DE INVERSIÓN EN UNA PLANTA GNL	64

5.2	COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (O&M)	65
5.3	COSTOS VARIABLES.....	68
5.4	COSTOS ANUALES TOTALES.....	68
5.5	ESTUDIO DE REFERENCIA DE ANÁLISIS FINANCIERO DE LA CONSTRUCCIÓN DE UNA PLANTA DE ALMACENAMIENTO PARA BOGOTÁ.	70
5.5.1	Planta de Peak Shaving de Argentina.....	72
6	EVALUACIÓN FINANCIERA DE LA POSIBLE IMPLEMENTACIÓN DE PLANTAS PEAK SHAVING EN CENTROS DE ALTO CONSUMO PARA FINES DOMICILIARIOS Y GAS NATURAL VEHICULAR (GNV).....	75
6.1	CONSIDERACIONES.....	75
6.2	MÉTRICAS DE DECISIÓN DEL PROYECTO – COSTO NIVELADO DE ENERGÍA ALMACENADA	76
6.3	MEMORIAS DE CÁLCULO	79
6.3.1	Capacidad de almacenamiento.....	79
6.3.2	Proyecciones de demanda, precio del gas y poderes caloríficos y electricidad.	80
6.3.3	El costo de la electricidad.....	81
6.3.4	Evaluación de anualidades con diferentes tasas de descuento y <i>paybacks</i>	81
6.3.5	Estimación de costos de la planta PS en estudio.....	82
6.3.6	Estimación de costos por cada año del proyecto	87
6.4	DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS.....	89
7	CONCLUSIONES	91

8	RECOMENDACIONES.....	92
	BIBLIOGRAFÍA.....	93

LISTA DE FIGURAS

	Página
Figura 1. Perfil de despacho típico de una compañía de distribución.	32
Figura 2. Costo unitario de tubería Vs días de utilización	33
Figura 3 Curva típica de duración de carga de distribución de gas	35
Figura 4. Vista típica del corte de un tanque de GNL de doble pared.....	41
Figura 5. Esquema simplificado de una unidad de regasificación de GNL	43
Figura 6. Declaración de producción de gas natural 2014 y perfil de producción a partir de las reservas probables y posibles.	46
Figura 7. Escenarios de oferta de gas natural	48
Figura 8. Proyección regional de demanda de gas natural residencial,	49
Figura 9. Proyección regional de demanda de gas natural sector comercial, escenario medio.....	50
Figura 10. Proyección regional de demanda de gas natural en el sector vehicular escenario medio.....	51
Figura 11. Proyección regional de la demanda de gas natural sector petroquímico, escenario medio.....	52
Figura 12. Proyección regional de demanda de GN en el sector industrial, escenario medio	53
Figura 13. Proyección de demanda de GN en el sector termoeléctrico, escenario medio	54

Figura 14. Proyección regional de demanda de gas natural para el sector petrolero escenario medio.....	56
Figura 15. Proyección nacional de demanda de gas natural por regiones	58
Figura 16. Escenario de referencia de oferta y demanda de gas natural.....	59
Figura 17. Déficit (Superávit) para el escenario de referencia de gas natural	60
Figura 18. Escenarios de precios interior de Colombia (2015 – 2035)	61
Figura 19. Costo total de una planta PS GNL.....	65
Figura 20. Esquema de posible planta PS en la ciudad de Bogotá	71
Figura 21. Comparación de costos de racionamiento y de inversión en una planta PS en la ciudad de Bogotá	72
Figura 22. Comparación de precios y capacidades de la planta PS de Argentina y la posible planta de Colombia.....	73
Figura 23. Precio del gas en centavos de dólar para consumidores industriales ..	81
Figura 24. Parámetros y resultados de la evaluación económica	90

LISTA DE TABLAS

	Página
Tabla 1. Fracciones del costo total de inversión en la planta en componentes de la planta GNL.....	64
Tabla 2. Fracciones del costo de materiales y mantenimiento por % del valor del componente en la planta PS.....	66
Tabla 3. Gastos fijos en una planta PS de 2 BCF.....	67
Tabla 4. Gastos variables en una planta PS de 2 BCF.....	68
Tabla 5. Cotos totales anuales en una planta PS de 2 BCF.....	69
Tabla 6. Inflación y devaluación del dólar.....	74
Tabla 7. Proyecciones de demanda de GN, precios del gas en el interior del país y poderes caloríficos.....	80
Tabla 8. Estimación de las anualidades para diferentes tiempos de recuperación de la inversión y tasas de descuento.....	82
Tabla 9. Estimación de los costos fijos de la planta Peak Shaving en estudio.....	84
Tabla 10. Estimación de los costos variables de la planta PS en estudio.....	85
Tabla 11. Costo de la planta GNL PS en standby todos los días del año.....	85
Tabla 12. Costos totales de la planta GNL PS.....	86
Tabla 13 Costo nivelado anual por BTU almacenada.....	86

Tabla 14. Costo de la planta peak shaving aplicado al usuario por unidad de volumen de gas consumido.....87

Tabla 15. Evaluación de costos anuales del proyecto de Peak Shaving para un tiempo de recuperación en 10 años.....88

RESUMEN

TÍTULO: Ingeniería Conceptual Para La Factibilidad De Implementación De Plantas Peak Shaving En Centros De Alto Consumo Para Fines Domiciliarios Y Gas Natural Vehicular (GNV) *

AUTOR: Cristian Alberto Ariza García **

PALABRAS CLAVES: Gas Natural, Gas Natural Licuado (GNL), Peak Shaving, Ingeniería Conceptual

La necesidad de las plantas Peak Shaving surge al tenerse una limitación en la infraestructura de transporte de gas natural para suplir los picos de demanda, estas plantas se encuentran cerca de estos centros de consumo y se conectan a la red de distribución aliviando la carga sobre los gasoductos. Al ser el gas natural un recurso energético cada vez es de mayor importancia, surgen problemas económicos derivados en la ausencia de un método efectivo para suplir los picos demanda, como lo son la disminución de competitividad en generación de energía, altos costos para usuarios, gasoductos con redes subutilizadas, desventajas técnicas y económicas de alternativas como gasoductos redundantes.

En el siguiente trabajo consiste en el desarrollo de la ingeniería conceptual para observar la viabilidad de una planta Peak Shaving de GNL y comparar el incremento tarifario del servicio de gas natural a nivel domiciliario, comercial y del sector transporte en un centro de alto consumo directamente beneficiado por la operación de esta planta. Se toma como referencia un centro de consumo con características de demanda similares al sector centro de Colombia, utilizando las proyecciones de demanda de gas, precios del gas, poder calorífico, costos de la electricidad, entre otros propios de la región, con un horizonte de diez años.

* Monografía de Especialización.

** Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director Ing. Julio Pérez

ABSTRACT

TITLE: Conceptual engineering for the feasibility of Peak Shaving Plants in high consumption centers for domestic uses and compressed natural gas for vehicles (CNG) purposes.

AUTHOR: Cristian Alberto Ariza García **

KEYWORDS: Natural Gas, Liquefied Natural Gas (LNG), Peak Shaving

The need of Peak Shaving plants arises from limitations in the natural gas transport infrastructure to accomplish peak demands. These plants are located near the high consumption centers and are connected to the gas distribution system relieving the load in gas pipelines. The natural gas is an increasingly important energetic resource, then problems come out from the lack of an effective method to supply peak gas demands, as the loss of competitiveness in the energy generation market, high cost for end users with pipelines operating with lower load factors, and possibly technical and economic disadvantages of redundant pipelines.

This work consists of the development of a conceptual engineering study to observe the feasibility of a liquefied natural gas (LNG) peak shaving plant with specific storage capacity, liquefaction and regasification capacity, and the increase of the base charge in the natural gas utilities targeted at domestic, commercial and transport sectors, for a high consumption center directly benefited from this plant operation. The high consumption center taken as the reference scenario is the central region of Colombia, projections of the gas demand, the gas costs, heating value, electricity and other variables are used with a ten-year horizon.

* Specialization monograph.

** Physical-Chemical Engineering Faculty. School of Petroleum Engineering. Directed by Engineer Julio Pérez.

INTRODUCCIÓN

Dada la creciente demanda del gas natural (GN) como recurso energético, tanto en países desarrollados como en vía de desarrollo se presentan picos de demanda que superan la capacidad de la infraestructura de transporte de gas, las causas para estos incrementos o picos de demanda incluyen entre otros la capacidad de producción, la coyuntura política y el clima. Las plantas Peak Shaving (PS) representan una alternativa con alta relación beneficio costo para garantizar la confiabilidad de este recurso energético (Mingot & Cristiani, 1997; Taylor, 1994), estas plantas permiten reducir la carga de la infraestructura de transporte del gas proporcionando este gas desde fuentes cercanas a los puntos de consumo final.

En los Estados Unidos, el GN ha asumido un rol significativo en los mercados de electricidad doméstica, representando para el 2003 el 20% de la generación anual (Shipley, 2004). Para el 2005 se estimaba que los picos se incrementarían hasta dos veces la tasa del día de invierno promedio debido en parte al creciente uso del gas para reemplazar los combustibles alternativos de calentamiento, como el petróleo y el de resistencia eléctrica en la zona nororiental de los Estados Unidos (Mesko & Ramsey, 1996; Taylor, 1994)

Cabe resaltar el caso de la ciudad Greenville del estado de Carolina del Norte, que corresponde a la décima ciudad en tamaño de este estado y con una población de 90.223 (1999) habitantes, la cual ha requerido PS desde finales de la década de los 90 dados los altos y costosos picos de gas presentados (Miller & Quine, 1999b), al comparar este caso con Bogotá, que cuenta con una población de 7'878.783 habitantes, y teniendo en cuenta que aunque en esta ciudad no se presentan estaciones, entre el año 2001 y 2012 se presentaron 19 eventos de suspensión debidos al transporte (Coronado, 2012), se deben evaluar alternativas que permitan afrontar estos picos de demanda. En Colombia, la prospectiva es de un crecimiento promedio del consumo de GN del 4,5% anual hasta el 2020.

En la actualidad existen diversos problemas económicos derivados de la ausencia de plantas PS en centros con requerimientos energéticos significativos. Uno de estos es que los pequeños cambios en el consumo de GN pueden tener un impacto desproporcionadamente grande en los precios del GN, debido a que reducen el margen de beneficio. Incluso en algunas zonas de países con temporadas frías, la demanda excede la habilidad de las infraestructuras de GN para distribuir durante ciertos meses, creando aún más presión en los precios del gas (Elliott & Shipley, 2004). Además, la mayoría de los yacimientos y plantas de tratamiento están lejos de los consumidores residenciales e industriales, los cuales fracasan económica y técnicamente a la hora de suplementar los picos de demanda (Kidnay & Parrish, 2006).

El sistema convencional de gasoductos resulta inefectivo desde el punto de vista económico para suplir picos de consumo, debido al elevado costo de demanda, y riesgoso costo de capital de algunas alternativas (i.e. gasoductos estratégicos redundantes). Un gasoducto utilizado para este fin es usualmente comprado por valor de US\$ 1 – 4 millones anuales por cada 100.000 MMBtu/día de capacidad. Una planta pequeña de gas natural licuado (GNL) para PS puede ser construida con un solo costo capital de US\$ 1 – 4 millones, con un costo de mantenimiento anual que podría estar alrededor de \$300.000 por año, lo cual permite un ahorro de US\$ 1 millón por año en los gastos de demanda de gasoductos (Miller & Quine, 1999b). Gastos cercanos a US\$ 130 millones anuales para garantizar 970.000 MMBtu/día han sido también descritos por Taylor (Taylor, 1994) cuando se requiere transporte interestatal de GN dentro de los EEUU para PS y esta problemática ha sido recientemente reportada en otros países de creciente desarrollo como Arabia Saudita (Khodaparast Mashhadi & Rahimi, 2014) e incluso en algunos países de Latinoamérica como Argentina (Mingot & Cristiani, 1997).

Otro problema financiero que emerge de la situación actual en los países con carencia de plantas PS es que las compañías distribuidoras locales están siendo

desafiadas constantemente por los precios competitivos que aporta la energía eléctrica y la amenaza de la pérdida de poder de mercado. La subutilización de gasoductos (por reserva de capacidad para PS) puede impactar significativamente en el costo del servicio y así su habilidad para competir con la electricidad (Mesko & Ramsey, 1996).

El gobierno y sus leyes también ejercen un impacto importante sobre el uso del GNL y su papel en PS. Por ejemplo, la Comisión Federal Reguladora de Energía de los Estados Unidos de América (FERC) implemento hace dos décadas la Orden “636” en la cual los usuarios de gasoductos deben cubrir todas las tarifas y gastos de demanda por el uso de los gasoductos interestatales, estos costos deben ser cancelados independientemente si la capacidad de la tubería es subutilizada. Esto pone bajo presión económica a los usuarios de estos ductos, especialmente en áreas que experimentan picos de consumo durante el clima frío, obligando a aliviar los factores de carga a través de PS. Por otro lado, otras normas como el Estatuto “Clean air” promueve el uso del GN para la generación eléctrica en todos los Estados de EEUU (Mesko & Ramsey, 1996; Taylor, 1994).

Incluso en países en vías de desarrollo como Colombia, la demanda de GN y su potencial utilización para PS en forma de GNL, también empieza a ser favorecida por el gobierno. Según el Reporte de Energía de The Economist – Intelligence Unit, se proyecta un aumento en la demanda nacional dada por el aumento en el número de esquemas privados y públicos que favorecen el uso doméstico e industrial de GN, además de su uso para generación de electricidad y transporte (incluyendo transporte de carga). Incluso algunas recomendaciones gubernamentales promueven el uso de gas natural vehicular (GNV) (Programa de conversión gubernamental – Asociación Colombiana de Gas Natural). Por ejemplo, para octubre de 2014 el número de vehículos convertidos a GN es de aproximadamente 500.000, en comparación con 96.276 en el año 2005 (The Economist Intelligence Unit, 2014).

La necesidad de las plantas PS surge al tenerse una limitación en la infraestructura de transporte de GN para suplir los picos de demanda, estas plantas se encuentran cerca de estos centros de consumo y se conectan a la red de distribución aliviando la carga sobre los gasoductos. Como se explicó en el planteamiento del problema, el gas natural es un recurso energético cada vez es de mayor importancia dado el incremento actual en su demanda para fines domiciliarios y de GNV, y surgen problemas económicos derivados en la ausencia de un método efectivo para suplir los picos demanda, como lo son la disminución de competitividad con la generación de energía, altos costos para usuarios gasoductos por redes subutilizadas y desventajas técnicas y económicas de otras alternativas como gasoductos redundantes, los cuales difieren significativamente en costos de instalación y mantenimiento con respecto a plantas PS.

Al emplear la tecnología GNL, permiten que decrezca la polución ambiental y costos de mantenimiento de equipos si se compara con la alternativa de los productos de petróleo como en el caso de la generación eléctrica, (Khodaparast Mashhadi & Rahimi, 2014), también cabe resaltar que durante la puesta en marcha la operación puede ser realizada de una manera eficiente con respecto a los procesos de licuefacción y transmisión del gas hacia afuera de la planta cuando los tanques son llenados durante los períodos de picos de demandas, de manera que estos dos proceso pueden ser realizados de manera simultánea (Mingot & Cristiani, 1997). El proceso PS no es solo adaptable a grandes centros de consumo, sino también a ciudades pequeñas a medianas, se ha observado que las estaciones de GNL con tanques de almacenamiento son apropiadas para grandes centros urbanos, mientras que para centros de pequeño a mediano consumo las llamadas estaciones satélite GNL, que son pequeñas estaciones de gasificación de GNL (Yongzhang, Yongbo, & Jianwei, 2013).

Mediante la aplicación de plantas PS se obtienen muchas ventajas prácticas y tecnológicas: las facilidades pueden ser ubicadas en cualquier parte en la red de distribución evitando riesgos de cortes en la transmisión; las facilidades pueden ser dimensionadas para cumplir la mayoría de las demandas de abastecimiento y también tener potencial para una expansión relativamente fácil. No hay problemas de compatibilidad como los que se encuentran con las plantas de aire propanado, y el asentamiento de una planta GNL no está significativamente restringido por la geología como en el almacenamiento subterráneo; la mayoría de los problemas concernientes al GNL tienden a ser específicos del sitio, y estos pueden ser resueltos generalmente antes de que la facilidad sea construida o puesta en servicio; en comparación con otras alternativas para nivelado de picos de demanda, el GNL es bastante competitivo, particularmente en el rango de hasta 20 días de suministro (Mesko & Ramsey, 1996).

Las ventajas económicas también son significativas al analizar el desempeño de plantas PS vs gasoductos subutilizados: en la ciudad Greenville en los Estados Unidos, el costo por MMBTU para GNL es de US\$ 9,17, comparado con el valor de US\$ 21,97 por esta misma cantidad de energía mediante gasoductos (Miller & Quine, 1999b), reduciendo precios y haciendo que los pagos por energía para los usuarios sean más manejables; otros autores de estudios aportan que la tecnología GNL ofrece un medio de neutralizado de picos adicional para un número de compañías de distribución locales (LDC) en el caso de que la expansión de la tubería sea muy costosa (Mesko & Ramsey, 1996).

La inversión y puesta en operación de las plantas Peak Shaving representan un impacto positivo a nivel social, haciendo que los centros urbanos que incursionen en esta tecnología adquieran un mayor atractivo para crecimiento e inversión, como en el caso de Argentina, siendo el primer país latinoamericano en instalar una planta de este tipo y entrando a formar parte de un grupo de países que presentan este medio eficiente, seguro y económico para satisfacer la demanda energética (Mingot

& Cristiani, 1997); y para los usuarios representa un medio que genera mayores garantías de disponibilidad del GN en la vida diaria (Elliott & Shipley, 2004).

Es importante mencionar los impactos académicos de la puesta en marcha de estos proyectos, debido a que el personal que participará de la operación de la planta requerirá capacitación y entrenamiento que abarcan desde conocimientos teóricos del gas natural concernientes al GNL aplicado a una planta PS, entrenamiento en las operaciones específicas de la planta y entrenamiento y capacitación en temas de seguridad (Mingot & Cristiani, 1997).

1 ANTECEDENTES RELACIONADOS CON EL USO DE GNL PEAK SHAVING

A continuación, se presenta el desarrollo y eventos relacionados en el tiempo de las plantas Peak Shaving GNL.

1.1 1940'S

Fue instalada la primera planta comercial de PS en Cleveland, Ohio, USA a inicios de la década. La planta operó satisfactoriamente durante varios años. Sin embargo, una falla en un tanque de almacenamiento recientemente instalado generó un incendio desastroso en 1944 en el cual se perdieron 145 vidas. El accidente ocurrió cuando la tecnología para almacenamiento criogénico a larga escala no había sido desarrollada; la selección de un material no apropiado para la aplicación de baja temperatura (3,5% níquel-acero) acoplado con el diseño mecánico generó la falla.

Como consecuencia del primer incidente los avances siguientes en GNL se caracterizaron por enfoque minucioso en la seguridad en todos los aspectos de la licuefacción, almacenamiento y transporte. Se continuaron las investigaciones en GNL, sin embargo, la construcción de plantas PS fue atrasada en los Estados Unidos por aproximadamente 20 años después del desastre de Cleveland. Han ocurrido accidentes menores en la industria de GNL, un accidente serio durante la etapa final de construcción de un tanque de almacenamiento y otro accidente durante la rehabilitación de un tanque. El registro de seguridad de las plantas ha sido notoriamente bueno desde entonces y mucho mejor que el de otras industrias asociadas con el almacenamiento y transporte de combustibles (Geist, 1983).

1.2 1960'S A 1980'S

Entre 1960 y 1980 se construyeron 75 plantas PS en Estados Unidos, Canadá y Europa, la primera después del accidente de Cleveland inició operaciones en 1964. En estos desarrollos se observó que las tasas de licuefacción y potencia de

refrigeración eran pequeñas, a pesar de que la capacidad de almacenamiento era significativa, con capacidades de licuefacción de 100 a 500 m³ por día y requisitos de potencia de refrigeración de 1,5 a 7,5 MW, con capacidad de almacenamiento de 25.000 a 100.000 m³ de líquido.

Fueron construidas dos plantas con almacenamiento subterráneo en localizaciones diferentes, pero no pudieron ser puestas en servicio permanente por la excesiva pérdida de calor. La falta de homogeneidad del suelo y capa rocosa contribuyeron estas fallas, se desarrollaron fisuras en las paredes y pudo haber corrientes subterráneas que incrementaron la pérdida de calor.

1.3 1990'S

GN BAN's llevó a cabo el Proyecto de instalación de la primera planta PS en Argentina, siendo la primera en América Latina, las principales características de esta facilidad incluyeron un tanque de almacenamiento de GNL, remoción combinada de agua y benceno en el mismo recipiente, producción de GNL subenfriado para minimizar la manipulación de vapor y uso de un *motor* a gas para conducción del refrigerante. (Mingot & Cristiani, 1997)

En la ciudad de Greenville, Estados Unidos, se llevó a cabo la instalación de una planta PS, la cual contó con sistemas de almacenamiento, regasificación, odorización, emergencia y SCADA. Permitiendo que la planta fuera operada con un mínimo número de personas y de manera remota sin comprometer la seguridad (Miller & Quine, 1999b).

1.4 2000'S

Para la primera década del nuevo milenio y a pesar del desastroso evento de la planta de Ohio en 1941, el desarrollo de plantas GNL para PS en los Estados Unidos de América ha sido muy exitoso. En el año 2004 se reportó que existían 59 plantas

de PS, 39 instalaciones satélite, cuatro terminales marinas de importación GNL y una terminal de exportación marina del mismo tipo (Kidnay & Parrish, 2006). EEUU Además posee 113 instalaciones de almacenamiento de GNL de las 200 en existencia a nivel mundial en el año 2006. 16 instalaciones GNL están bajo la jurisdicción de la Comisión Federal Reguladora de Energía (FERC), 12 de estas facilidades son plantas PS que licuan y almacenan el GNL durante los meses de verano para utilizarlo en el invierno (Kidnay & Parrish, 2006).

En la última década se han realizado además significativos avances tecnológicos en las plantas PS. Por ejemplo, en el año 2010 Mokarizadeh y Mowla diseñaron un ciclo criogénico mixto de una sola etapa, con dos periodos de compresión para producción de GNL. Los cálculos propuestos para los procesos termodinámicos fueron realizados a través de Matlab y utilizaron además una novedosa modificación de algoritmo genético como método de optimización (Mokarizadeh Haghghi Shirazi & Mowla, 2010).

2 VENTAJAS DEL PEAK SHAVING

La industria del GN sigue experimentando cambios rápidos debido a reformas de la regulación y la creciente competencia. Como resultado, las compañías de gas están bajo presión para reducir costos y mantener un servicio confiable. Una manifestación de esta atención al control de costos es el énfasis en el uso de las instalaciones existentes de manera más eficiente, en lugar de la construcción de nuevas instalaciones con capacidad tradicional. En el pasado, el crecimiento en el beneficio económico pudo haber sido principalmente por el resultado del incremento de la base tarifaria de inversión, hoy en día, se puede perder si ese aumento de la base tarifaria incrementa los costos unitarios en un mercado competitivo.

Para muchas empresas de distribución y algunos gasoductos, esto conlleva al uso de instalaciones PS adicionales con el fin de reducir la cantidad de demanda pico de en la capacidad contratada de todo el año, necesaria para cumplir con los requerimientos de servicio. Esto ocurre en un período en donde grandes cantidades de contratos a largo plazo entre las empresas locales de distribución (ELD) y los gasoductos son renegociados bajo diferentes condiciones y a veces niveles más bajos de obligación de la capacidad. Al mismo tiempo, se realizan proyecciones de la demanda de gas por el resto de la década lo cual incluye nuevas regiones. Por ejemplo, en la década de los noventa aumentaron los requerimientos de PS debido a la inclusión de nuevas regiones frías de Norteamérica (Mesko & Ramsey, 1996). Esto es en parte debido al continuo aumento en el uso de gas para sustituir los combustibles de calefacción de espacios alternativos, como el aceite de calefacción o *heating oil* y calentamiento por resistencia eléctrica en el noreste de Estados Unidos.

La utilización de la capacidad de tubería fue afectada por la Comisión Federal Reguladora de Energía (FERC) de la Estados Unidos, la cual en su Orden 636,

obliga a que las tarifas de transporte por tuberías estructurarse bajo la metodología *Straight Fixed Variable (SFV)*, de esta forma los usuarios de un gasoducto con bajo factor de carga pagan tarifas más altas por el hecho de tener la disponibilidad para altos picos de demanda, en comparación con otros diseños de tasas.

Además, el factor de carga de la utilización de tuberías puede empeorar debido a la separación de las ventas de gas de las ELD y las compañías de transporte, que se aplica en algunos estados de los Estados Unidos. Entre otros efectos, esto disminuirá el factor de carga promedio de las ELD y aumentará la proporción de uso estacional.

Las ELD, además, son desafiadas por el aumento de la competencia de precios de la energía eléctrica, la amenaza de la pérdida de mercado y la erosión de las ganancias. La reestructuración de la industria eléctrica de la FERC obligará a las ELD de gas a que administren agresivamente su portafolio de oferta para reducir el costo en un nuevo ambiente competitivo. Así, las ELD se están dando cuenta rápidamente de que la subutilización de la capacidad tubería puede afectar significativamente sus costos de servicio y por lo tanto su capacidad de competir con la electricidad.

En respuesta a estas presiones económicas, las ELD han contemplado el control de costos a través de la gestión de la carga y PS. Los programas de manejo de carga se ocupan de cuestiones relacionadas con la demanda y aspiran a reducir las necesidades en horas pico instituyendo incentivos de restricción y de interrupción. Medidas como éstas son muy difíciles de llevar a cabo, sobre todo en el contexto de calefacción residencial por factores climáticos, la cual tiene capacidad de cambio de combustible limitado. La restricción en el suministro de GN puede ser eficaz para algunos sectores del mercado; sin embargo, esto tiene el potencial para etiquetar el GN como fuente de energía poco fiable. La eficacia de la gestión de la carga es a lo sumo, limitada, sobre todo en los crecientes mercados residenciales.

Con la cuota de mercado en situación de riesgo, las ELD deben estar preocupadas para satisfacer plenamente a sus clientes actuales, tener bajo costo y un servicio confiable para atraer a otros nuevos clientes. En este contexto, las medidas PS pueden contribuir a la reducción de costes a través de la utilización del sistema mejorado, mientras que proporcione alta fiabilidad al sistema.

Las ELD en los EEUU presentan gran carga de trabajo por requerimientos de calefacción con mercado in-interrumpible, y un factor de carga en ducto relativamente bajo, tienen una oportunidad para optimizar la utilización del transporte con algún tipo de PS y una reducción de los costos en diferentes contratos. Con acceso abierto cada vez más disponible para los pequeños clientes comerciales y residenciales, a las ELD les resulta imprescindible contar con algún tipo de servicio PS disponible para mantener el sistema operativo en los días más fríos del año.

El PS está bien establecido como un medio para proporcionar una fuente incremental de oferta para satisfacer las necesidades de energía en los días de frío extremo. Además de proporcionar grandes volúmenes de gas en la temporada de invierno, en horas pico puede servir como una copia de seguridad de suministro de gas en caso de una interrupción en las entregas normales de tuberías y proporcionar servicios de balance a los clientes de transporte. La flexibilidad inherente a algunas plantas en horas pico puede proporcionar apoyo operativo significativo y posiblemente evitar algunos de los costos de por demanda de tubería.

Las opciones de instalaciones PS utilizadas convencionalmente son los line-pack, plantas de aire propanado, sistemas de almacenamiento subterráneo y las plantas de GNL. Los factores determinantes para la selección de alternativas de PS han sido la ubicación, el costo y flexibilidad operativa (Mesko & Ramsey, 1996).

2.1 LINE-PACK

Los Line-pack en largas líneas de transmisión son a menudo eficaces en el servicio por hora durante las horas pico, siempre y cuando los requisitos de oscilación de la demanda horaria sean predecibles y limitados en cuanto a cantidad y duración.

2.2 AIRE PROPANADO

El aire propanado ha sido una fuente eficaz y ampliamente utilizada de suministro de PS. Su atractivo reside en su sencillez, fiabilidad y bajo coste de capital de aproximadamente 35 a 40% con respecto a la construcción de un nuevo gasoducto. Las plantas de aire propanado están por lo general en la red de distribución en la zona del mercado y deben tener acceso a la tubería, ferrocarril o camión de transporte para facilitar el suministro de gas propano. Aunque se utilizaron ampliamente en el pasado, el aire propanado está perdiendo su atractivo debido principalmente a sus limitaciones en la compatibilidad con GN. Un suministro adecuado de GN (por lo menos 50% de la mezcla) debe añadirse a la mezcla de aire propanado para asegurar niveles aceptables de BTU y adecuadas características de llama en los quemadores del cliente. Además, los servicios públicos que ofrecen GN comprimido (GNC) para vehículos no permiten propano en su sistema. El uso de gas que contiene propano en vehículos de GNC provoca problemas de degradación de la eficiencia y de mantenimiento.

2.3 ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO

Otra fuente ampliamente utilizada para alcanzar un máximo de alimentación es el almacenamiento subterráneo, ya sea en una caverna de sal lixiviada o una formación de roca porosa. El almacenamiento de GN en cavernas de sal es muy eficaz para estos propósitos; sin embargo, sólo puede considerarse en aquellas zonas con formaciones de domos de sal. En países como Estados Unidos, estas formaciones de cúpula se encuentran típicamente en el área de la Costa del Golfo de México por lo tanto también tienen una limitación regional que dificulta su uso.

Aunque también con limitación regional, pero no tanto como las formaciones de sal, el almacenamiento subterráneo de GN en la roca porosa desempeña un papel vital en las operaciones en horas pico estacional y ha sido utilizado con éxito en los EEUU por más de 70 años. El almacenamiento de este tipo se desarrolla más comúnmente en yacimientos de petróleo o de gas depletados y en menor grado, en los acuíferos subterráneos porosos. Existen numerosas ventajas para el almacenamiento depósito subterráneo: el área de almacenamiento de mercado característicamente tiene un bajo costo de unidad de inversión de alrededor de 50% de nueva capacidad de gasoducto. Estos proyectos son conocidos por su gran capacidad de entrega a largo plazo, la continuidad del servicio y la seguridad. Se utilizan para los servicios de todas las magnitudes de pico por hora, día y de temporada y son muy adecuadas para las operaciones de equilibrado de las empresas de distribución. En general, el almacenamiento en depósito subterráneo está dimensionado económicamente para una extensión del servicio que va de 80 a 120 días por año. Estos se han utilizado tradicionalmente para los requerimientos en horas picos estacionales y pueden ser muy eficaces en la mejora de la eficiencia en la utilización del sistema cuando están bien localizados geográficamente.

El almacenamiento subterráneo de GN, con la excepción de almacenamiento caverna de sal en red aún puede no ser económicamente rentable para PS. Muchas veces al gas de almacenamiento subterráneo se debe acceder a través de tuberías por la distancia, con lo cual no evita totalmente los costosos cargos por demanda de gasoductos. Otro problema de los costes que puede ser significativo, es el nivel de base de gas, o gas de amortiguación, que es necesaria para proporcionar la capacidad de entrega hacia los pozos de almacenamiento. Además, un límite crítico para el uso de almacenamiento subterráneo es la disponibilidad de geología favorable, que podría no siempre estar en el área de mercado.

2.4 PEAK SHAVING CON GNL

Las ventajas de las plantas de GNL para PS son muchas: estas instalaciones casi siempre pueden estar situadas en algún lugar de la red de distribución, por lo tanto, evitan totalmente los costos de transporte por tuberías y los riesgos de interrupción de la transmisión. Las instalaciones de GNL pueden ser dimensionadas para satisfacer la mayoría de necesidades de abastecimiento y también tienen el potencial de una relativamente fácil expansión. No hay problemas de compatibilidad, y la ubicación de una planta de GNL no se limita de manera significativa por la geología. La mayoría de los problemas relacionados con el GNL tienden a ser específicos del lugar y estos se resuelven fácilmente antes de que la instalación se construya o se ponga en servicio. Con las instalaciones GNL se logra un mayor control del suministro de gas y aumento de la flexibilidad de las operaciones.

Para los países menos desarrollados, el GNL ofrece más opciones en la reestructuración de contratos y permite el desplazamiento/abandono de otras alternativas costosas de suministro en horas pico. Para tuberías, el GNL ofrece un medio para prestar servicios en horas picos adicionales para varias distribuidoras, en los casos en los que la ampliación de capacidad tubería es demasiado costosa. En comparación con otras alternativas de PS, el GNL es muy competitivo, particularmente en el intervalo de hasta aproximadamente 20 días de suministro. Por último, utiliza la tecnología garantizada y tiene un historial de seguridad muy confiable.

3 ECONOMÍA DEL PEAK SHAVING

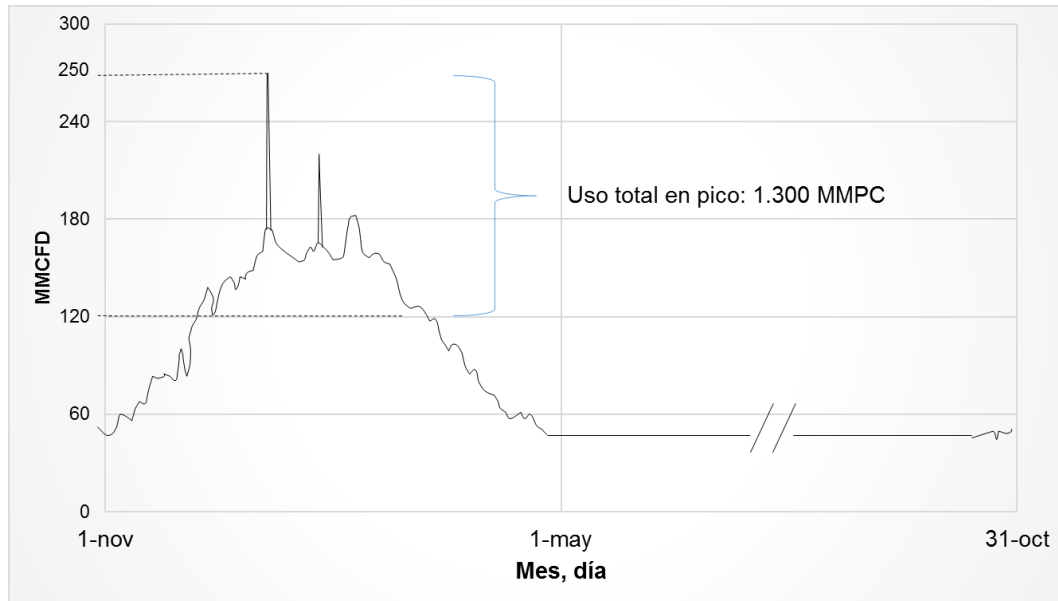
3.1 INSTALACIONES PS VS TRANSPORTE POR GASODUCTO

La capacidad de la tubería se compra por lo general en *USD* \$1 a \$4 millones anuales por cada 1000 MMBTU/día de capacidad (Miller & Quine, 1999a).. Existen pequeñas facilidades o plantas de GNL pueden construirse entre \$1 y \$4 Millones de costo de inversión, los costos anuales se pueden derivar del financiamiento y operación y mantenimiento. Si una planta de \$2 millones presenta un costo anual de \$300.000 por año, y se puede evitar \$1 millón por año en demanda a través de tubería, entonces se puede entender fácilmente la justificación del peak-shaving (Miller & Quine, 1999a).

Los cortos períodos de frío extremo que afectan áreas de servicio del norte de algunos países, especialmente los EEUU (debido a que existen mayores reportes en este país), resultan en picos de cargas al día 2 a 3 veces más grandes que las cargas normales de los otros días de invierno. Para asegurar la oferta adecuada en días pico, las compañías distribuidoras sin suministro a la zona de mercado deben contratar con la compañía de gasoductos capacidad de transporte. Esta es, sin embargo, una forma muy ineficiente de asegurar servicio de PS, debido a que esta capacidad adicional se paga sobre una base de 365 días, cuando apenas será utilizada por algunos días y en algunos años por solo algunas horas.

Una medida de la extensión a la cual la capacidad de un gasoducto está siendo utilizada es la utilización/eficiencia del gasoducto, calculada como la proporción del uso diario promedio con respecto a la capacidad contratada. La figura 1 describe un ejemplo típico de perfil de despacho estacional para una compañía de distribución local.

Figura 1. Perfil de despacho típico de una compañía de distribución.



Uso total anual: 30.000 MMPC
 Uso diario promedio = 30.000 / 365 = 82 MMPCD
 Factor de carga = promedio diario / pico = 82 / 250 = 0,33

Fuente: (Mesko & Ramsey, 1996)

En el caso particular de esta empresa, sin algún tipo de capacidad PS, tendría que ser reservada una capacidad de gasoducto de 250 MMCFD para el transporte de suministros a servir el día pico. Esta disposición resulta en un factor de carga de 0,33, y el correspondiente costo unitario de servicio de tubería, así:

$$U = \left(\frac{12 * D}{365 * Lr} \right) + C \quad \text{Ec. 1}$$

Donde

U = costo unitario de transporte por ductos

D = cargo de la demanda de transporte mensual (suponiendo \$ 8.00/Mcfd/mes)

Lr = factor de carga

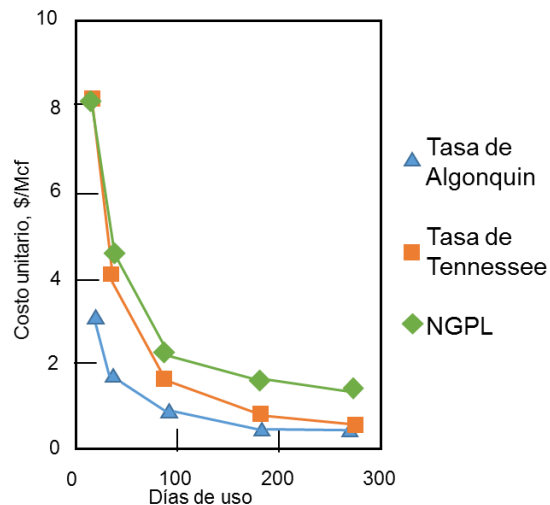
C = cargo por *comodity* (asumiendo \$ 0.06/Mcf),

En la cantidad de $U = \left[\frac{(12 * 8,00)}{(365 * 0,33)} \right] + 0,06 = \$ 0.857/\text{MCF}$

Suponiendo que podrían ser "rasurados" 130 MMcfd del suministro al día pico (suministro de pico 1300 MMcf por temporada pico) del servicio de transporte por ducto convencional a través de la adquisición de algún tipo de instalación PS durante diez días. Esto daría lugar a una capacidad de tubería contratada de 120 MMcfd, un factor de carga de 0,66 y un costo por unidad de servicio de tubería de \$0.46/Mcf. Esta fuente alterna de PS tendrá también costos fijos o costos de demanda asociados y deben ser incluidos en los cálculos de ahorros de costos.

Podemos ver en el ejemplo anterior que el servicio de la tubería se puede utilizar de manera más eficiente con un mayor factor de carga. La figura 2 ilustra el efecto del número de días por año en que la capacidad de tubería contratada es completamente utilizada sobre la unidad de costo de transporte para las tuberías.

Figura 2. Costo unitario de tubería Vs días de utilización



Fuente: Mesko y Ramsey, 1996.

El uso de PS para mejorar el factor de carga de las distribuidoras en sus despachos por tubería, solo tiene sentido cuando la instalación utilizada para reemplazar la capacidad de tubería tiene una baja unidad de costo para el rango de servicio necesitado.

3.2 ELECCIÓN DE OPCIONES DE PS

Para fines de comparación, la ecuación de costo unitario se puede aplicar de la misma manera para fuentes alternativas de suministro adicional como para el transporte de tuberías. En general, los servicios relacionados con el suministro de gas con cargos de alta demanda, como el transporte por ductos, son más económicos para los bloques de servicio con altos factores de carga anuales. Los bloques de suministro pico con factores de carga anuales bajos son más económicamente cubiertos por servicios PS con relativamente bajos costos de demanda como el almacenamiento de GN, GNL y aire propanado.

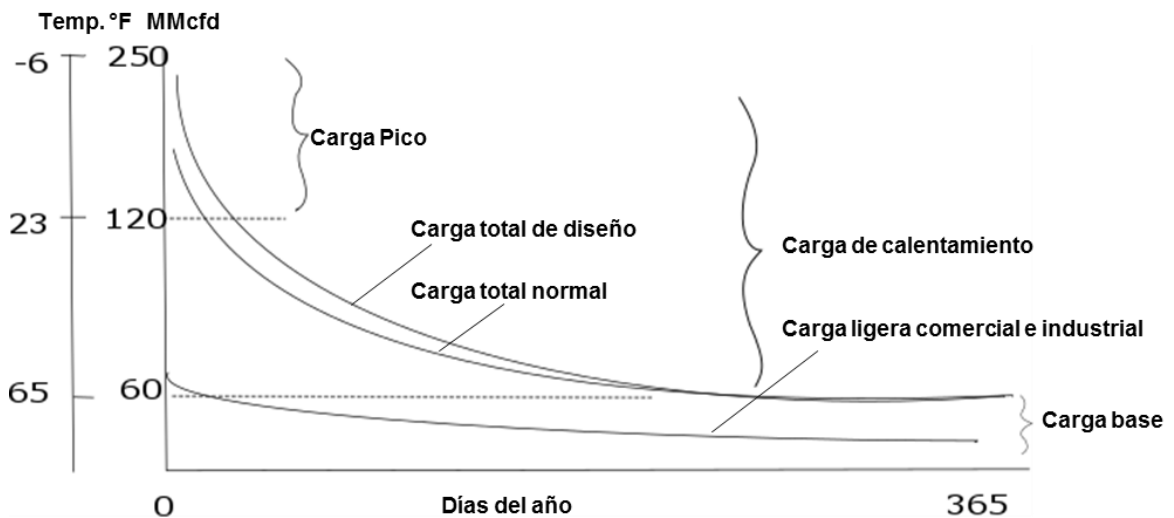
La curva de duración de carga es una manera conveniente para representar los requisitos de carga de una empresa de distribución de gas. Esta curva se construye a partir de la experiencia de las relaciones clima-carga a largo plazo (habitualmente durante 20 a 30 años). El diseño de la curva de años de representa el día más frío y la mayor frecuencia de días fríos que la distribuidora anticipa, mientras que la curva normal anual representa el despacho que se producirá durante un invierno promedio. Como se ve en la Figura 3, para una típica curva de duración de carga de una distribuidora, el pico ocurre en un corto tiempo, usualmente en unos pocos días. Esto representa una fracción significativa de la carga diaria.

Como se mencionó anteriormente, existen ciertas opciones disponibles para los países menos desarrollados para servir a estas demandas de gas estacionales elevadas. El objetivo principal que enfrentan las compañías es seleccionar una

alternativa PS que sea la menos costosa y que sirva los requerimientos operaciones la compañía.

Días del año

Figura 3 Curva típica de duración de carga de distribución de gas



Fuente: Mesko & Ramsey, 1996.

Para evaluar la viabilidad económica de una alternativa PS, o la combinación de dos o más tipos diferentes de alternativas en horas pico, cada una debe estar configurada sobre la base de la gama de servicios para las que estará en funcionamiento. Un portafolio de oferta optimizado para PS con GN se alcanza cuando cada alternativa PS es diseñada y utilizada de tal manera que el costo anual general para proveer gas este al punto más bajo. Este método se alcanza de esta forma:

- Identificando las opciones PS que se consideran las más adecuados para las necesidades de la distribuidora y el área de servicio asociado. En una zona donde el almacenamiento subterráneo no es posible debido a la geología local disponible, el almacenamiento subterráneo no sería una opción.

- Para cada opción PS identificada, el costo anual total de despacho de gas para una ocurrencia de clima/año normal es calculada para cada tamaño incremental de rango pico basándose en el aumento de las temperaturas umbral. La instalación debe ser configurada con el fin de cumplir con una ocurrencia de clima / año similar a la que ha sido contractada para la capacidad de tubería de una distribuidora asumiendo su máxima capacidad de transporte anual.
- La combinación de menor costo del suministro en horas pico se determina mediante la aplicación de una metodología de optimización que sustituye el servicio de suministro convencional con incrementos mayores duraciones de carga máxima de suministro en horas pico alternativo.

3.3 COMPONENTES PRINCIPALES DE UNA PLANTA DE GNL PARA PS TÍPICA

La función principal de una planta de GNL para PS, es suministrar GN de calidad a través de gasoductos en los días de mayor demanda. Esta implica tres operaciones principales; licuefacción, almacenamiento y regasificación de GN. Para lograr esto, el GN se transforma primero en su forma líquida, esto requiere refrigeración y condensación, a una temperatura de aproximadamente -260 °F. En su estado líquido, el GN se almacena a presión atmosférica en tanques refrigerados, donde el líquido requiere sólo 11.600 de su volumen gaseoso equivalente. Finalmente, cuando sea necesario hacer el despacho en los días pico, el líquido se regasifica adicionando calor, a través de una unidad de regasificación.

La identificación de los requisitos de diseño de una planta PS es un aspecto crítico en la planificación de las instalaciones, ya que esto establecerá la licuefacción diaria, el despacho y los requisitos de almacenamiento. Estas especificaciones también permiten la selección de las opciones de tipo de planta y la selección del sitio. El diseño de una instalación típica de GNL prevé una capacidad de 5 a 15 días de almacenamiento a la tasa despacho máxima. La licuefacción, que puede ser

implementada durante la temporada de baja demanda, por lo general se dimensiona para completar la capacidad de almacenamiento instalada en unos 200 días. Algunas instalaciones cuentan con proveedores o terceros para reponer su almacenamiento de GNL de una forma más eficiente en costos. Esto se hace comúnmente con camiones cisterna con capacidad de 10.000 litros, esto hace necesario contar con instalaciones de carga y descarga de camiones en la mayoría de las plantas.

3.3.1 Sitio

Los procesos de operación de una instalación de GNL para PS requieren una cuidadosa localización de la planta. Así como para los otros tipos de plantas, la operación exitosa depende en gran parte de la integración de características del medio ambiente circundante al diseño de la planta. Los puntos principales para tener en cuenta con características de interés meteorológico como rangos de temperatura, humedad, presión atmosférica y patrones de lluvia. Adicionalmente, se debe estimar la estabilidad del suelo, así como el potencial de terremotos, inundaciones, tornados y huracanes. Los mandatos regulatorios específicos del sitio, impuestos por las autoridades locales, federales o nacionales también deben ser considerados. Entre otros, los mandatos regulatorios tienen un impacto significativo en el tamaño de la propiedad, debido a la necesidad de tener zonas de exclusión para proteger las zonas aledañas de la radiación térmica y dispersiones de gases inflamables que podrían resultar de los derrames de GNL y otros fluidos. En este aspecto, el sitio debe tener suficiente área para contener la zona de derrame y permitir la dispersión adecuada de vapor. Asimismo, es necesaria la sensibilización de la población vecina. Adicionalmente, la localización de la planta propuesta debe tener acceso adecuado a las conexiones de gasoductos, transmisión eléctrica, agua y carreteras. Finalmente, el sitio debe estar localizado en el área de mercado o tener dominio significativo de este.

Además de todos los aspectos descritos, las plantas PS satélites, donde no se realizan los procesos de licuefacción, deben tener accesibilidad adecuada para camiones y vagones de trenes, con el fin de suplir la planta con GNL. Las plantas satélites usualmente tienen tanques de almacenamiento pequeños, debido a que estos pueden ser rellenos estacionalmente. Además, estas plantas deben estar localizadas cerca de un depósito de GNL con el fin de minimizar los costos de transporte.

3.3.2 Tratamiento del gas, corriente de alimento y producto

El proceso de licuefacción de GN requiere un control estricto sobre la calidad del gas que entra al proceso. Los componentes como agua, dióxido de carbono e hidrocarburos pesados, los cuales se solidifican a las temperaturas en la que usualmente se procesa el GNL, deben ser removidos. Todas las otras impurezas traza, las cuales pueden representar problemas, deben ser identificadas y removidas, por esta razón las instalaciones y equipos necesarios para este fin deben ser contemplados en el diseño de la planta. Con el fin de cumplir con las especificaciones del producto, la remoción de ciertos componentes, como sulfuro y nitrógeno, aunque generalmente no son problemáticos en el GNL, también podrían ser considerados. Todas las otras consideraciones normalmente aceptadas en una planta de tratamiento de gas convencional, como las variaciones en la composición de hidrocarburos de alimento, tasa de flujo, presión y temperatura deben también ser tenidas en cuenta en el diseño de una instalación de tratamiento de GNL.

Debido a que el contenido de agua y el dióxido de carbono en la corriente de alimento pueden variar significativamente, es importante que el operador de la planta sea capaz de monitorizar esto y hacer los ajustes apropiados de ser necesario. Asimismo, la corriente de GN purificado que va a ser licuado, debe ser monitorizada continuamente para detectar los niveles de agua y dióxido de carbono. El dióxido de carbono es típicamente monitorizado por un analizador infrarrojo,

mientras que unos sinnúmeros de analizadores pueden ser utilizados para monitorizar el contenido de agua.

La experiencia ha demostrado que un contenido de agua no mayor a 0.1 partes por millón por volumen, es satisfactorio para plantas GNL bajo las condiciones de operación específicas (The American Gas Association, 1987). La remoción de agua es generalmente alcanzada a través de tamizaje molecular, utilizando absorbentes sintéticos y otros desecantes secos como aluminio activado, bauxita activada y gel de sílice.

Unas prácticas de operación segura con GNL requiere que el contenido de dióxido de carbono este por debajo de 50 partes por millón por volumen en la corriente de alimento de gas. Los métodos más comúnmente empleados para remover el dióxido de carbono de la corriente de alimento son generalmente basados en procesos de filtración molecular y aminas, aunque nuevas tecnologías pueden también ser utilizadas.

Es necesario que las plantas PS de GNL también contemplen en sus diseños la construcción de facilidades para el desecho de los líquidos separados, gases regenerados y contaminantes creados por el proceso. Los fluidos que son separados, son recolectados y usualmente drenados a un tanque de almacenamiento que es periódicamente desechado por un camión. La regeneración de gas corriente es frecuentemente reinyectada al gasoducto. Debe tenerse mucho cuidado en asegurarse que existe un adecuado flujo en la tubería receptora para aceptar el gas regenerado con sus componentes de impurezas elevados.

3.3.3 Licuefacción

Posterior al pretratamiento, la corriente de gas es procesada para convertirse de su estado de vapor al estado líquido. El proceso de licuefacción básicamente implica la remoción de energía en la forma de calor sensible y latente, de esta forma se

logra disminuir el volumen de gas corriente en una proporción de 600 a 1 y así a su estado líquido, a una temperatura de $-260\text{ }^{\circ}\text{F}$. No es infrecuente encontrar capacidades de licuefacción tan altas como 10 MMcfd en algunas plantas PS. Generalmente, las instalaciones de licuefacción están diseñadas para llenar la capacidad del tanque de almacenamiento en aproximadamente 200 días, esta es usualmente la duración de la estación cálida.

La remoción de calor para facilitar la licuefacción se logra generalmente por dos métodos. Actualmente existen muchas variaciones metodológicas. El primero consiste en la transferencia de calor a través de refrigerantes, utilizando: i. Múltiples circuitos de refrigerantes de un solo componente en un ciclo de tipo cascada o ii. Un circuito simple con una mezcla de refrigerantes en un ciclo de refrigerantes mixto. El segundo método es la aplicación de ciclos de expansión.

3.3.4 Almacenamiento

Después de la licuefacción, el GN es bombeado a los contenedores de almacenamiento donde el líquido es mantenido a presión atmosférica y -162°C ($-260\text{ }^{\circ}\text{F}$) hasta que llega el momento de la demanda. Debido a que el almacenamiento de GNL representa una gran concentración de energía contenida, la cual puede ser de hasta 2 BCF para las plantas de PS más grandes, la consideración primordial siempre será el buen diseño y la seguridad en la construcción.

El tipo más frecuente de contenedor de almacenamiento de GNL es el subterráneo, de sostenimiento libre y doble pared. Estos son generalmente tanques de fondo plano, forma cilíndrica y tienen techo en forma de domo, son exitosos para servicio criogénico desde principios de la década de los 50s. El tanque externo consiste en una coraza hecha de acero al carbón, el cual básicamente actúa como una barrera contra vapor/humedad y contenedor para aislamiento. El tanque interno es de acero niquelado o aluminio, adecuado para temperaturas criogénicas. Una cubierta de

Otros tipos de almacenamiento de GNL, como tanques metales esféricos, tanques de concreto subterráneos y almacenamiento congelado en superficie han sido utilizados también para plantas PS. Estos tipos de diseño frecuentemente presentan desafíos en las instalaciones existentes. El tanque doble pared es el más frecuentemente utilizado en la actualidad debido a la amplia experiencia y flexibilidad en la aplicación de mejoras tecnológicas.

La selección del tipo de tanque GNL a ser instalado siempre debe tener en cuenta:

- Seguridad
- Especificaciones socio-geográficas
- Requerimientos regulatorios locales
- Riesgo de impacto en las paredes externas de los tanques
- Economía del número de tanques y tamaño del tanque
- Requerimientos de calor de la base del tanque
- Experiencia previa en la operación de tanques de almacenamiento

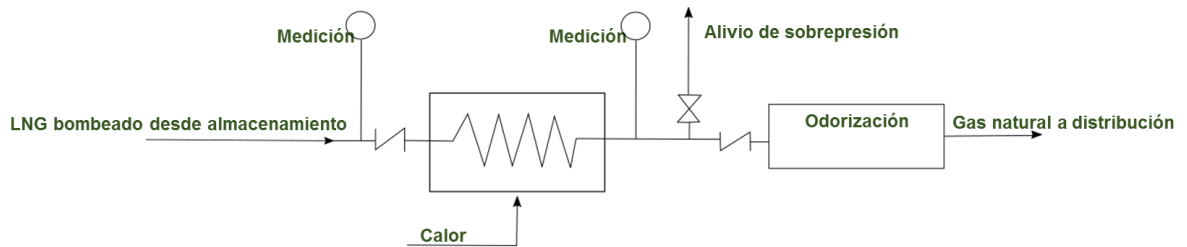
3.3.5 Regasificación

Mientras que las instalaciones de licuefacción están generalmente diseñadas para llenar la capacidad de almacenamiento del tanque en aproximadamente 200 días, las instalaciones de regasificación en una planta PS están típicamente diseñadas para regacificar el almacenamiento completo de la planta en aproximadamente 5 a 15 días. Las plantas con capacidades de regasificación de hasta 200 MMcfd son poco comunes.

El proceso de regasificación consiste en bombear el líquido desde el tanque de almacenamiento a nivel de presión requerido, hacia un intercambiador de calor, en donde el proceso de regasificación se desarrolla. Las instalaciones son relativamente simples, consisten en bombas de líquido, regacificadores, tuberías y

un sistema de control, medida y equipo de odorización. La figura 5 muestra un diagrama simplificado de un sistema de regasificación de GNL convencional.

Figura 5. Esquema simplificado de una unidad de regasificación de GNL



Fuente: Imagen tomada y modificada de Mesko y Ramsey, 1996.

3.3.6 Seguridad y anotaciones de diseño

Desde hace varios años se ha realizado extensa investigación con respecto a los aspectos técnicos relacionados con el diseño y operación de una planta GNL con el fin de identificar los medios más razonables de alcanzar la máxima seguridad al personal de la planta y a la población en general. Mucha de esta investigación se ha centrado en las tasas de evaporación del GNL derramado, dispersión de vapor, radiación térmica, control de incendios y supresión de vapor. De estos trabajos, se han desarrollado modelos analíticos de dispersión de vapor y radiación de calor para la predicción de consecuencias por incendios.

Un punto crítico en el funcionamiento seguro de los componentes de una instalación de GNL es la selección apropiada de los materiales, particularmente para su aplicación en el servicio criogénico. Se deben tener en cuenta las especificaciones de los materiales metálicos, incluyendo los puntos de fusión mínimos y la resistencia de impacto a baja temperatura. Las consideraciones de corrosión son particularmente importantes en las operaciones de GNL, debido a que los materiales deben soportar esfuerzos a largo plazo por las temperaturas criogénicas.

4 ANÁLISIS DE LAS PROYECCIONES DE OFERTA Y DEMANDA DE GAS NATURAL EN COLOMBIA

Para realizar la evaluación preliminar de la factibilidad del proyecto es necesario recopilar todas las variables de incidentes en su planeación y puesta en marcha. Se partió del análisis de las proyecciones de oferta y demanda que tienen implícita la planeación del abastecimiento del recurso energético del país.

4.1 OFERTA DE GAS NATURAL EN COLOMBIA

De acuerdo con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), las reservas de gas natural se situaron en 6.4 TPC en 2013, suficiente para abastecer el mercado interno en alrededor de 15,5 años en los niveles actuales de extracción.

El suministro de gas se ha incrementado rápidamente en los últimos años, en línea con el aumento de la inversión y una mayor producción de petróleo. El suministro se levantó de 730 MPCD en 2007 a 1.1 BPCD en julio de 2014. Impulsado por la inversión de sector privado y con la potencial extracción de gas de esquisto se espera que la producción de gas se eleve a más de 1.5bn pies cúbicos / día en 2020.

Después de la construcción de un gasoducto en la región costera del norte que une Colombia con Venezuela, las ventas de gas se situaron en un promedio de alrededor de 200 millones de pies cúbicos / día en 2012-13. Sin embargo, los incidentes diplomáticos y problemas temporales en la generación de energía hidroeléctrica en Colombia (debido a condiciones meteorológicas adversas) condujeron a una suspensión a corto plazo de las exportaciones. Colombia reanudó las exportaciones a Venezuela a finales de 2014, en una tasa de 50m pies / día.

Dado un aumento previsto de las reservas y la producción en el mediano plazo, Colombia planea comenzar a exportar gas a nuevos mercados en los próximos años, incluyendo América Central y, posiblemente, Ecuador.

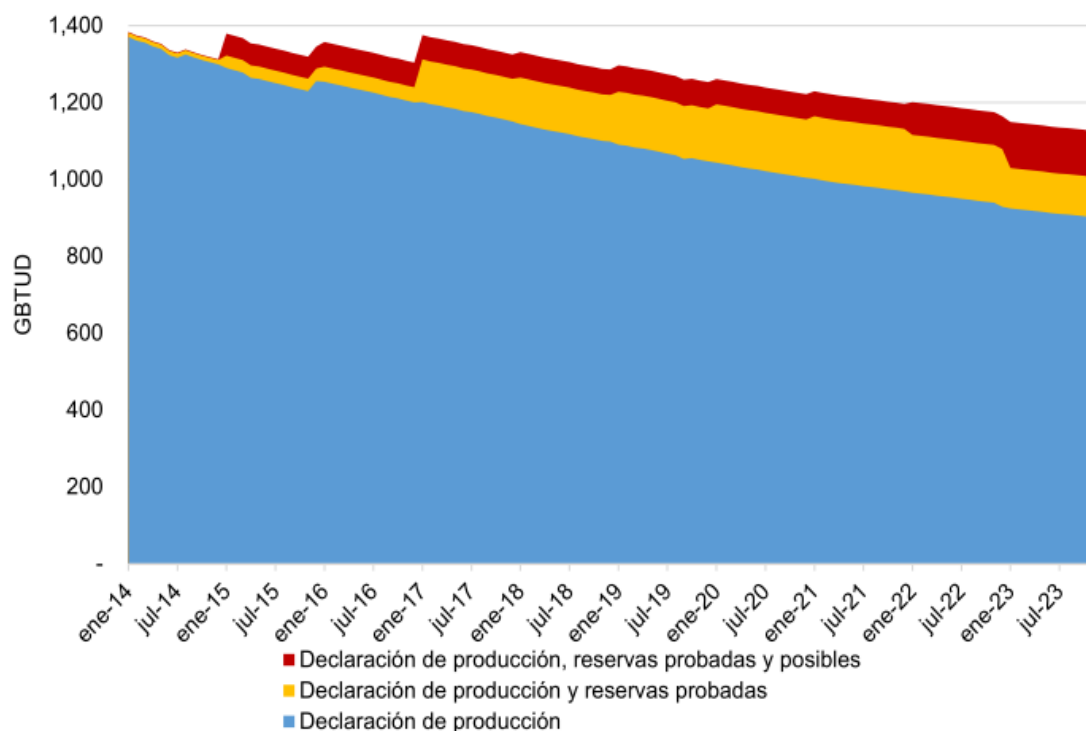
Se incluyeron tres escenarios de oferta con un horizonte de 10 años. El primer escenario es normativo y los otros dos consideran la perspectiva sobre reservas de gas natural y disponibilidad complementaria mediante un esquema de suministro proveniente del mercado externo

En la Figura 6 se presenta una posible evolución de la oferta nacional de gas natural que considera la declaración de producción, así como la inclusión de las reservas probables y las reservas posibles. Se estima que el máximo volumen de producción se alcanzará en los meses de enero de 2015 y enero de 2017, con 1.380 GBTUD y 1.375 GBTUD respectivamente, y posteriormente se espera un comportamiento conforme a la declinación normal de los campos productores, alcanzando los 1.116 GBTUD al final del período de análisis.

Es de resaltar que esta información no incluye la producción proveniente de campos que aún no cuentan con comercialidad, pero que suministran gas al mercado nacional bajo el mecanismo de prueba extensa, con lo cual se dificulta condensar la totalidad de la oferta de gas natural que se puede entregar al sistema para la atención de la demanda.

Por otra parte, es necesario precisar el concepto de consumo de gas para operación que incluye el Decreto 2100, para una mayor claridad en el potencial de producción de gas natural de un campo y de la cantidad de gas disponible para la venta.

Figura 6. Declaración de producción de gas natural 2014 y perfil de producción a partir de las reservas probables y posibles.



Fuente: UPME, MinMinas y ANH

Adicionalmente a la oferta nacional, en el año 2013 el país tomó la decisión de disponer de una nueva fuente de suministro, debido al déficit en el balance oferta demanda que se venía proyectando anteriormente. Esta fuente supletoria corresponde a la instalación de una planta de regasificación ubicada en inmediaciones de la ciudad de Cartagena, con una capacidad de 400 MPCD y capacidad de almacenamiento de 155 mil m³ de GNL, la cual hará parte de la oferta en los escenarios planteados a partir de enero de 2017.

Escenario bajo de oferta: este escenario corresponde exclusivamente al volumen informado por los productores en la declaración de producción de gas natural en el año 2014, Resolución 72206 de 2014 del Ministerio de Minas y Energía, descrito en el numeral 5.2.

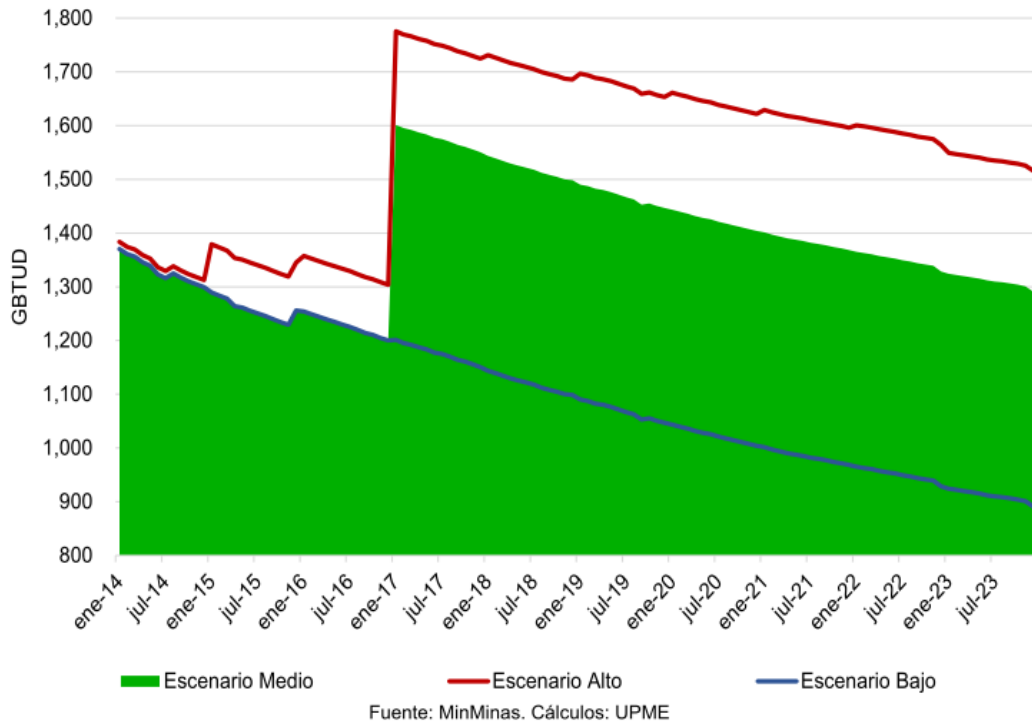
Escenario medio de oferta: en el escenario medio se adicionan a la declaración de producción (escenario bajo) la capacidad de producción de la planta de regasificación (400 MPCD) a partir de enero de 2017, asumiendo que si bien tal planta suministrará gas a la demanda termoeléctrica de la Costa Atlántica, dispondría de excedentes para abastecer los requerimientos de otros sectores de la demanda.

Se considera que este escenario tiene la menor incertidumbre, toda vez que la declaración de producción corresponde con las reservas probadas, volúmenes que tienen una probabilidad del 90% de ser extraídas. Por otra parte, a la fecha de redacción de este documento la información disponible no indicaba retrasos en la entrada en operación de la planta de regasificación.

Escenario alto de oferta: El escenario alto es el resultado de la combinatoria entre el escenario medio y el aporte esperado por la extracción de reservas probables y posibles. Teniendo en cuenta que la probabilidad de contar con tales volúmenes es de 50% y 10% respectivamente, la incertidumbre sobre la disponibilidad de estos volúmenes es menor respecto a las reservas probadas. Adicionalmente, la situación actual y prospectiva de los precios del petróleo podría causar retrasos en las inversiones necesarias para producir gas natural desde las mencionadas reservas.

Finalmente, en la figura 7, se presenta de manera esquemática los tres escenarios considerados.

Figura 7. Escenarios de oferta de gas natural



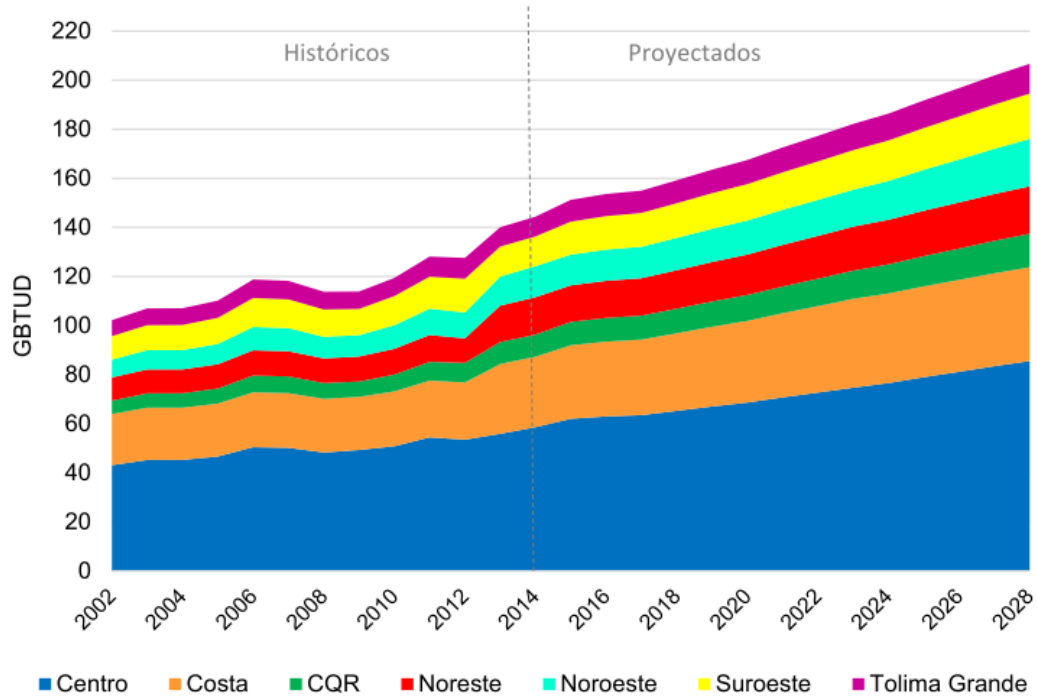
Fuente: UPME

4.2 DEMANDA DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA

4.2.1 Sector residencial

Actualmente, la cobertura del servicio llega a cerca de siete millones de hogares, con un consumo promedio de 18 m³ mensuales. En la siguiente figura se muestra el modelo de escenario medio.

Figura 8. Proyección regional de demanda de gas natural residencial, escenario medio.



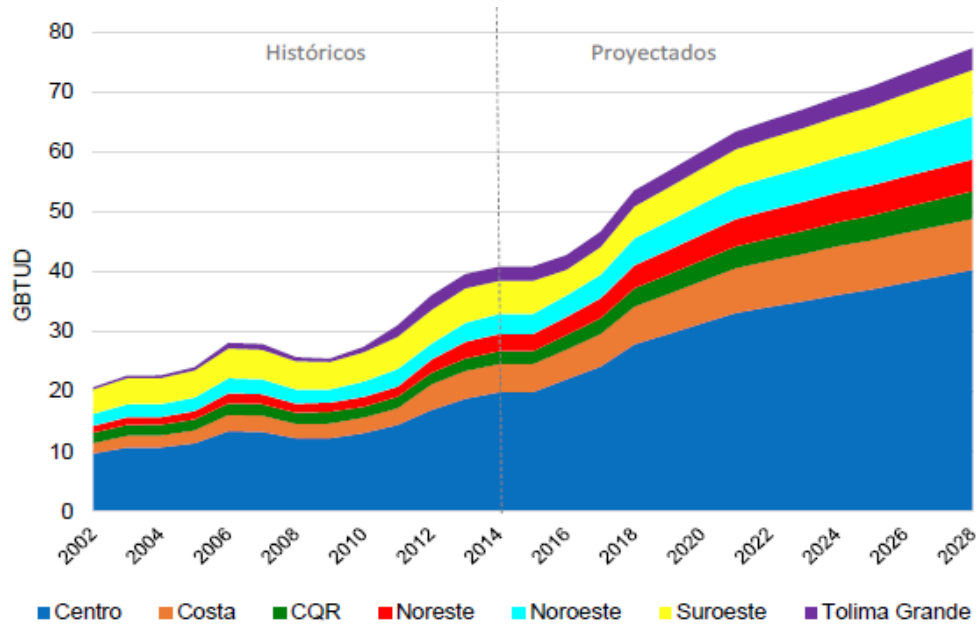
Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y Dane 2014.

La demanda del sector residencial presenta un crecimiento promedio anual de 2.8% (Figura 8) La región de Noroeste presenta la mayor tasa de crecimiento promedio anual, 5.28 %, pasando de un consumo de 13,6 GBTUD a un consumo de 29,6 GBTUD en 2028. Por su parte, la región Costa es la que presenta una menor tasa de crecimiento promedio, con 1,1 % anual, lo que indicaría que se está alcanzando el nivel de saturación del mercado residencial.

4.2.2 Sector Comercial

El sector Comercial junto con el sector residencial hace parte del denominado sector doméstico.

Figura 9. Proyección regional de demanda de gas natural sector comercial, escenario medio.



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y Dane 2014.

En el escenario medio la tasa crecimiento anual promedio para los próximos diez años se estima en 5.4% y se espera que la región Centro siga siendo la de mayor consumo de gas natural, con un crecimiento promedio de 3% anual. Para la región de Tolima Grande se proyecta un crecimiento promedio de 2% anual, es decir, pasar de un consumo de 6,45 GBTUD a cerca de 8,63 GBTUD.

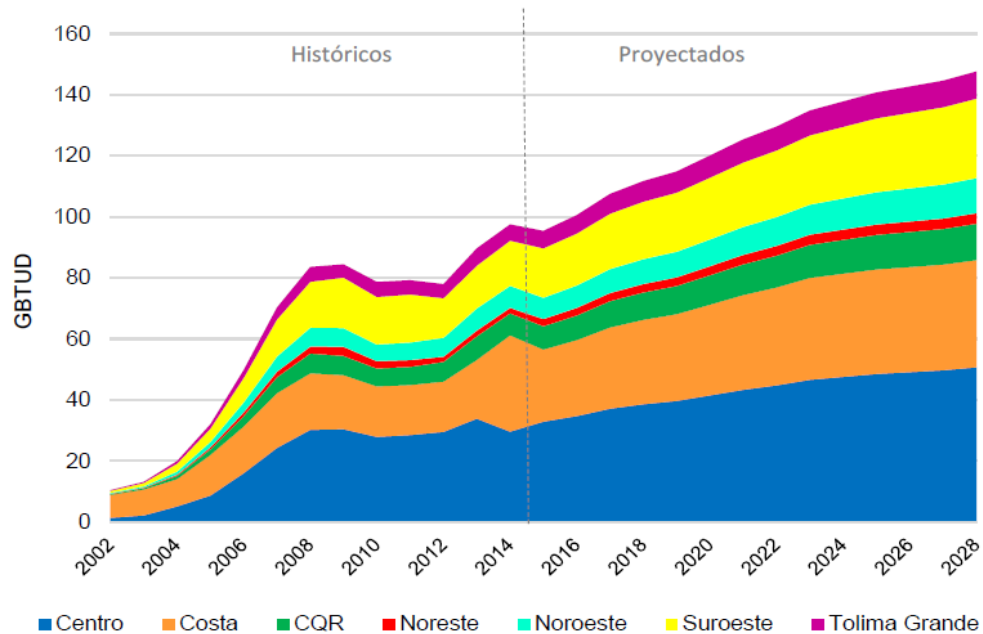
4.2.3 Sector transporte

Para el modelo desarrollado por la UPME, la estimación de demanda de gas natural para sector transporte consideró como punto de partida dos conceptos comúnmente utilizados:

- El número de vehículos a nivel nacional.
- El número de viajes y distancias recorridas por vehículo.

En el cálculo de la demanda futura de GNVC se tuvieron en cuenta los siguientes supuestos: 1) Se mantuvo el consumo actual en la flota privada; 2) Se aumenta en 10 el número de vehículos transformados en flota de carga y en transporte público en un horizonte de 10 años. Como en los modelos anteriores, se presenta una “banda”, en la que los escenarios alto y bajo son definidos por un intervalo de confianza del 95% que se mantiene a lo largo del tiempo.

Figura 10. Proyección regional de demanda de gas natural en el sector vehicular
escenario medio

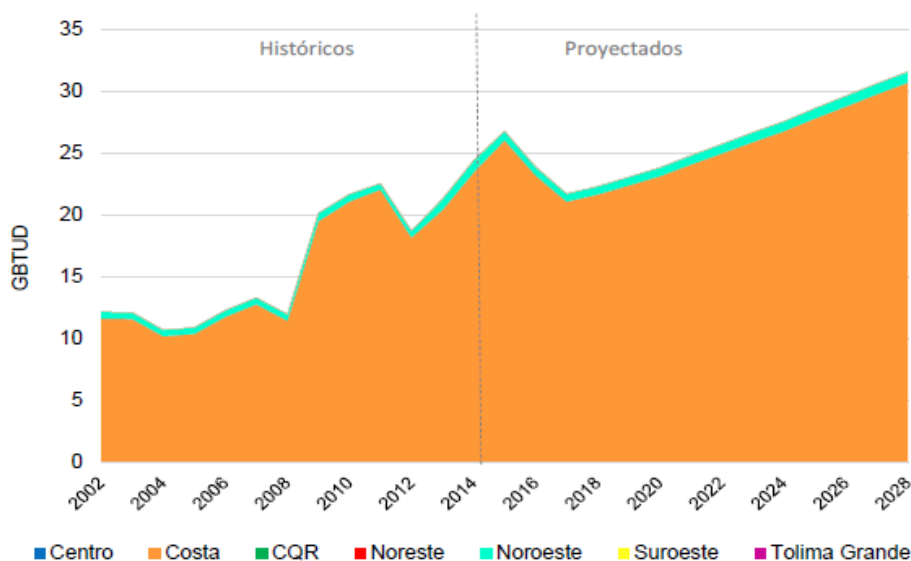


Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y Dane 2014.

4.2.4 Sector Petroquímico

El escenario de demanda medio proyecta un crecimiento promedio año de 1,8% con un consumo total de 32 GBTUD, al final del período de análisis. La industria petroquímica sólo es desarrollada en dos de las siete regiones conectadas al Sistema Nacional de Transporte, SNT. De esas dos regiones, la Costa consume más del 95% y se proyecta que el crecimiento promedio será de 2.2% anual. Por su parte, la región noroeste se proyecta con un crecimiento promedio de 1.31% anual.

Figura 11. Proyección regional de la demanda de gas natural sector petroquímico, escenario medio



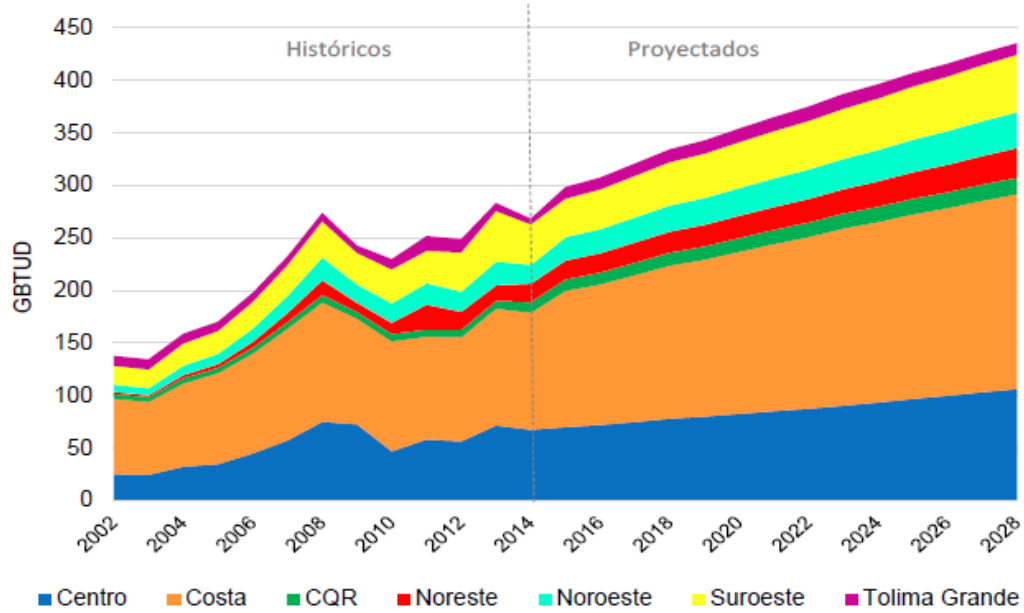
Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y Dane 2014.

4.2.5 Sector industrial

En la actualidad, el sector industrial representa cerca del 28% de la demanda nacional de gas natural. Adicionalmente, el gas natural representa más de 30% de los energéticos consumidos por la industria, en la cual es utilizado principalmente en usos calóricos y en producción de vapor.

El escenario medio de demanda de gas natural en el sector industrial presenta un crecimiento promedio anual de 4.0% para los próximos diez años. En el año 2028, el consumo proyectado es de 424,5 GBTUD, 1,5 veces el consumo del año 2013. Se estima que la región Costa siga siendo la de mayor consumo, con tasas de crecimiento promedio de 2,18% anual, mientras que en la región de Tolima Grande se proyecta que siga disminuyendo el consumo.

Figura 12. Proyección regional de demanda de GN en el sector industrial, escenario medio

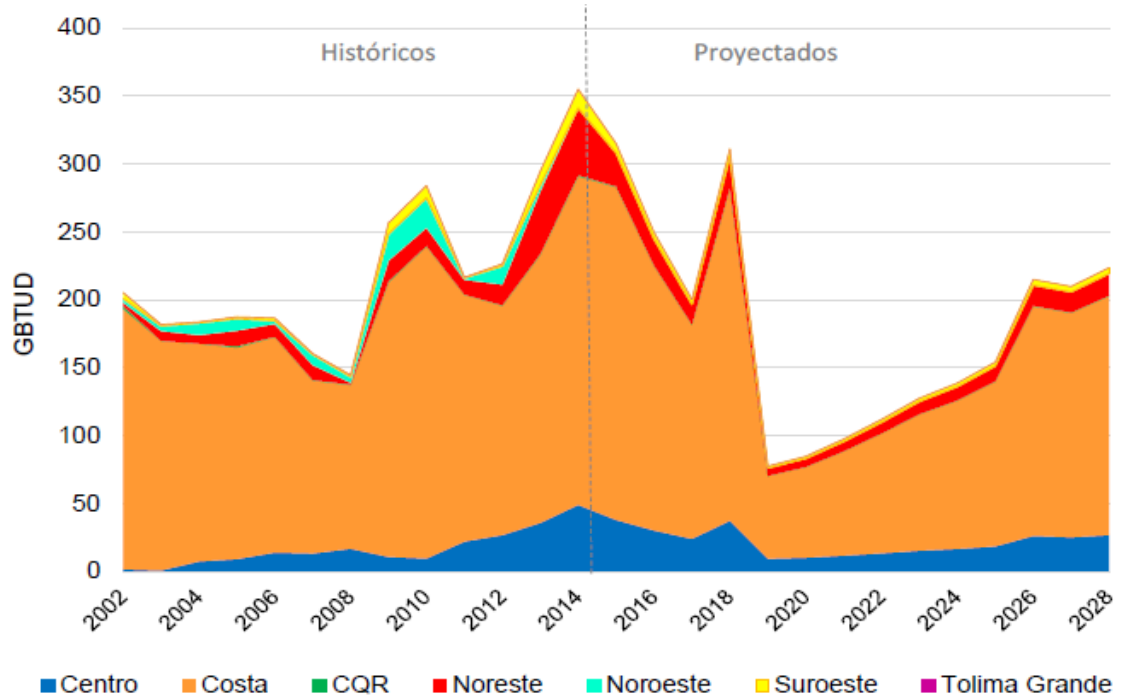


Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y Dane 2014.

4.2.6 Sector termoeléctrico

El comportamiento de la demanda del sector termoeléctrico está ligado a condiciones propias de la operación del Sistema Interconectado Nacional -SIN-, así como a otras variables exógenas como los aportes hidrológicos y el volumen útil de los embalses o fallas en el Sistema de Transmisión Nacional. La demanda de gas natural para la generación de electricidad se establece teniendo en cuenta dos criterios: generación por despacho ideal y generaciones de seguridad.

Figura 13. Proyección de demanda de GN en el sector termoeléctrico, escenario medio



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y Dane 2014.

De acuerdo al modelo de proyección la demanda de Gas Natural para el sector termoeléctrico seguirá aumentando entre los años 2014 a 2018, principalmente por el incremento de las generaciones de seguridad, en particular en la región Caribe, todo ello para evitar que contingencias locales en los Sistemas Regionales de Transporte, al igual que la pérdida de uno de los circuitos a nivel de 500 kV que interconecta la Costa Atlántica con el interior del país, ocasionen desatención de demanda eléctrica.

Así mismo, se observan necesidades de gas en el área noreste en menor proporción, particularmente en el Departamento de Casanare, ellas relacionadas a un despacho permanente de Termoyopal para el soporte de tensión en la red eléctrica del Operador de Red Enerca.

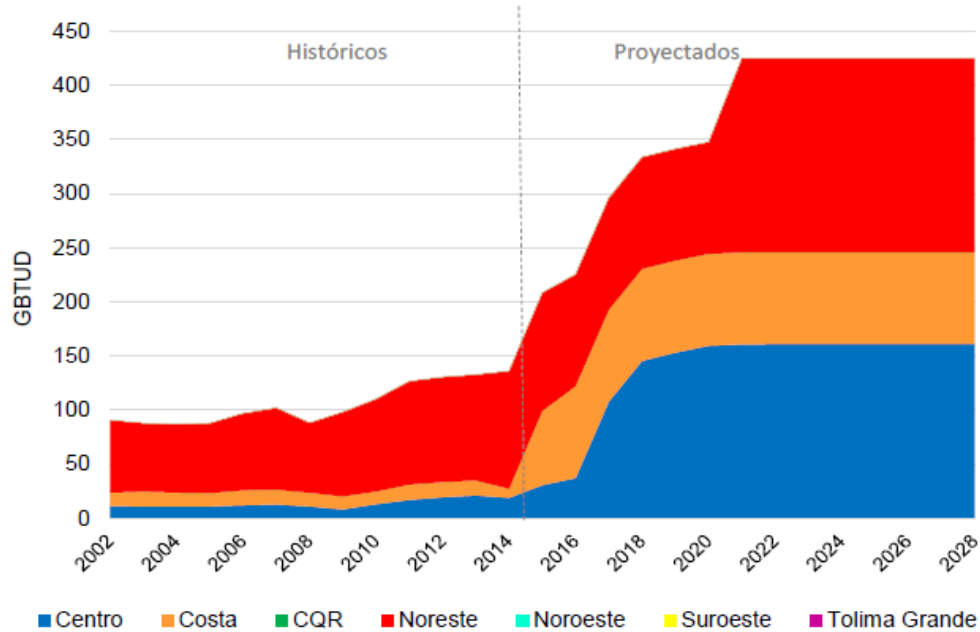
Se aprecian picos de consumo en el año 2015, que son consecuencia de un período de baja hidrología previsto por el modelo SDDP en función de la serie de aportes considerada, y otro más prolongado en el año 2018, que corresponde a la generación de seguridad que se debería programar para soportar los intercambios de energía con Centroamérica a través de la línea de interconexión HVDC con Panamá. En términos de demanda de Gas Natural, la interconexión con Centroamérica implica un aumento en el consumo de aproximadamente 83 GBTUD.

En el año 2019 se proyecta una fuerte caída en el consumo de Gas Natural para la generación eléctrica, de aproximadamente 211 GBTUD, debido a la entrada de nuevos proyectos hidroeléctricos como Ituango y Porvenir, así como por la entrada en servicio del corredor en 500 kV Cerromatoso – Chinú – Copey, que disminuye de manera significativa la generación de seguridad en el área Caribe.

4.2.7 Caso Ecopetrol

Los datos de demanda de GN del sector petrolero corresponden a los consumos de las refinerías de Ecopetrol ubicadas en Cartagena y Barrancabermeja y otros consumos de la misma compañía. Los datos de proyección fueron suministrados por Ecopetrol de acuerdo a las expectativas de ampliación de las refinerías y otros proyectos de la compañía.

Figura 14. Proyección regional de demanda de gas natural para el sector petrolero
escenario medio



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y Dane 2014.

Los escalones hacen referencia a:

- Ampliación refinería de Cartagena. Aumento de 15 GBTUD a 85 GBTUD en la región Costa.
- Proyecto Integral de Energía en los llanos. Proyecto de autogeneración de 700MW. Aumenta la demanda de 40 a 150 GBTUD en la región Centro en el año 2018.
- Ampliación refinería Barrancabermeja. Aumento de 100 GBTUD a 200 GBTUD en la región Noreste, en 2020.

4.3 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA NACIONAL DE GAS

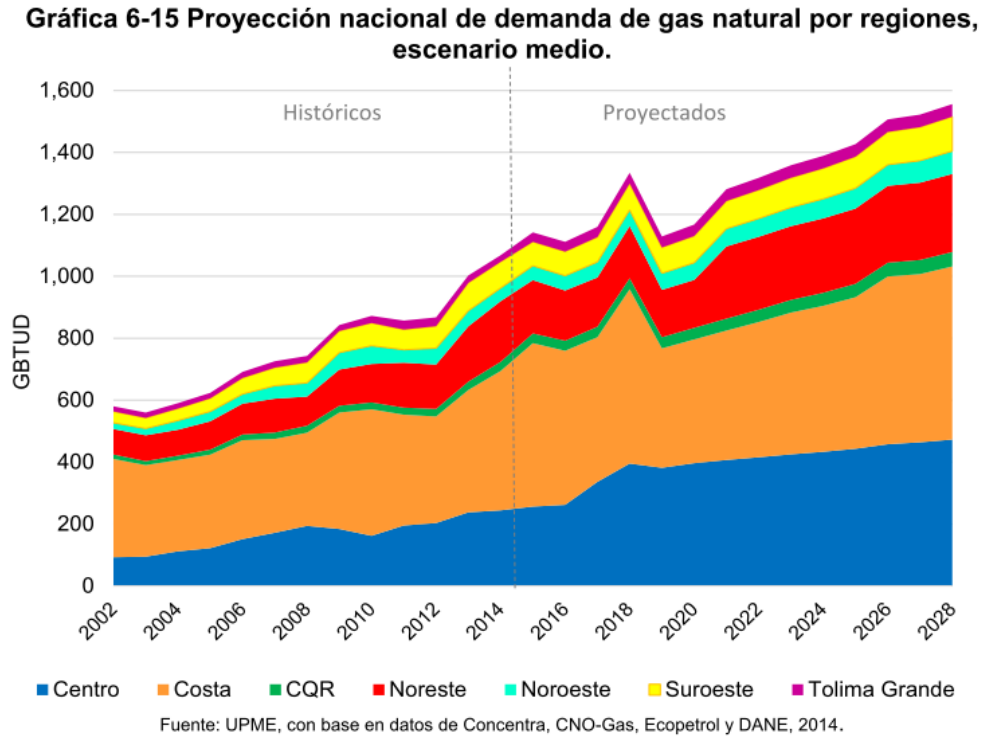
Para la mayoría de los sectores analizados en el presente capítulo se esperan crecimientos en el período 2014 – 2028. Los sectores que presentan mayor

crecimiento son el sector petrolero y el sector industrial, en los que se esperan crecimientos de 59% y 51% respectivamente, en el período evaluado.

El incremento en el sector petrolero se debe a la ampliación de carga de crudo en las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja, mientras que el sector Industrial debe su crecimiento a las expectativas de crecimiento de la economía colombiana. Por otra parte, para el sector termoeléctrico se espera una disminución en el consumo, hacia el año 2019, respecto al nivel actual, debido a la entrada de nuevos proyectos hidroeléctricos y por la nueva línea de transmisión de 500kV Cerromatoso –Chinú- Copey, que disminuirá las generaciones de seguridad en la Costa Atlántica a partir del año 2019.

En las gráficas que se presentan a continuación se encuentran las demandas totales de gas natural, tanto por sectores de consumo como por regiones para el escenario medio.

Figura 15. Proyección nacional de demanda de gas natural por regiones



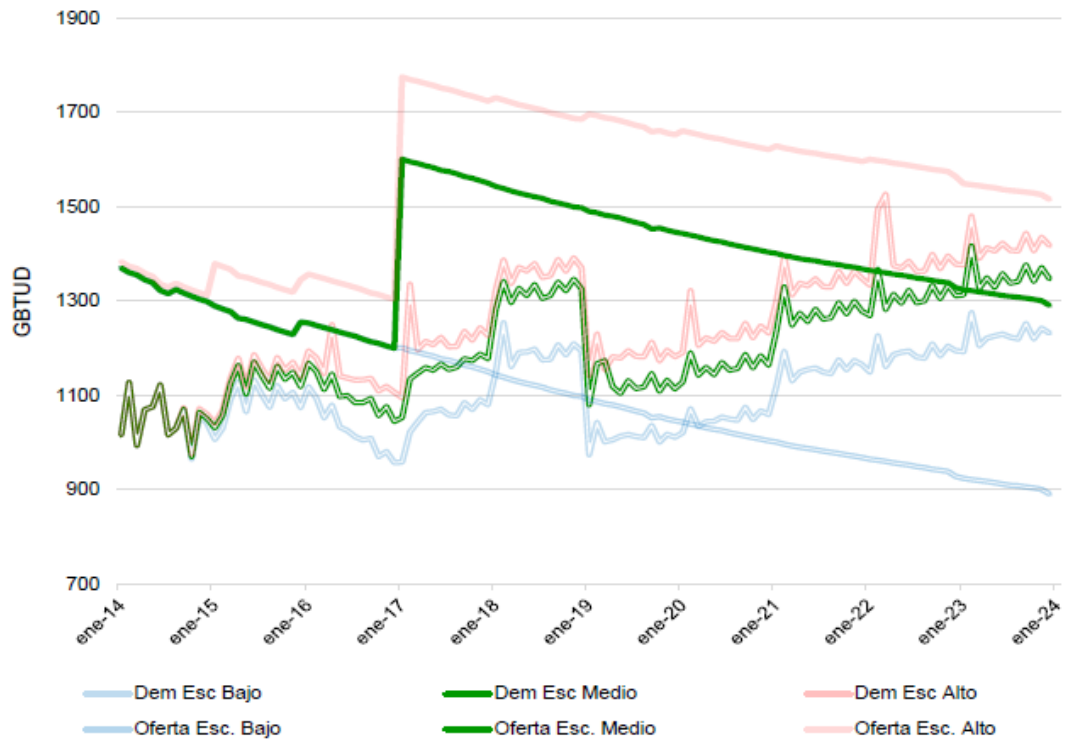
Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, ECP y DANE, 2014.

4.4 BALANCE DE GAS NATURAL

La UPME en el escenario de referencia de Balance de gas natural asume una red con capacidad infinita de transporte y posteriormente se incluyen las restricciones propias de este sistema nacional de transporte.

La figura 16 presenta el escenario medio de proyección de demanda nacional y el escenario bajo de oferta de gas natural, al cual se le adiciona la capacidad de importación en el nodo Cartagena de 400 MPCD (≈ 400 GBTUD) desde enero de 2017. Estos constituirán en adelante el Escenario de Referencia:

Figura 16. Escenario de referencia de oferta y demanda de gas natural



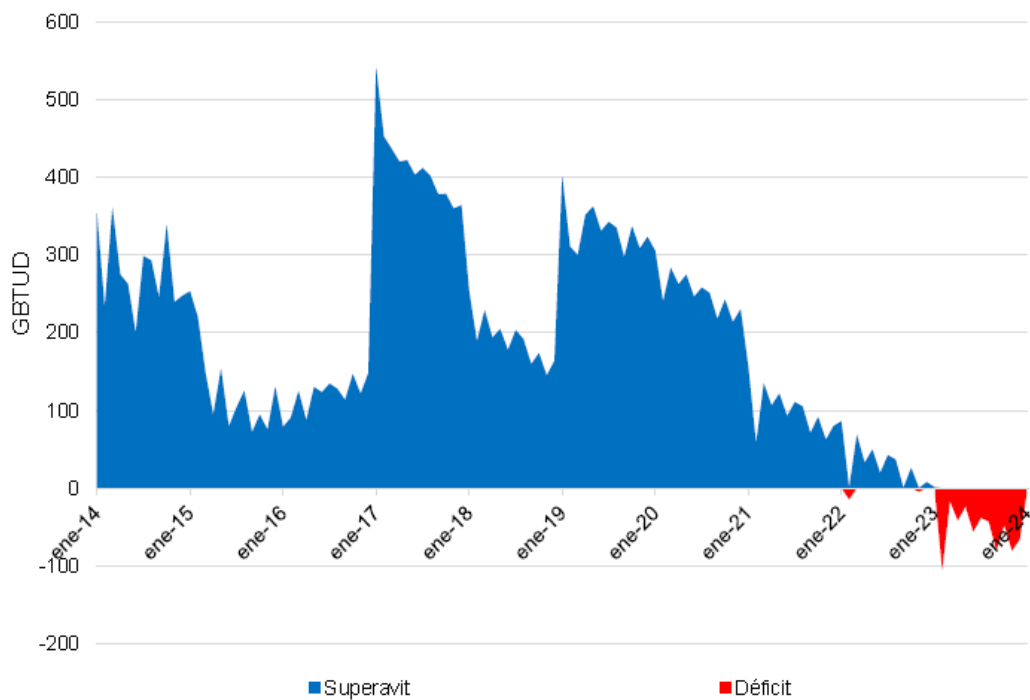
Fuente: UPME y MinMinas, Cálculos UPME

Sin la inclusión del suministro proveniente de la planta de regasificación se tendría un déficit en el balance oferta demanda del escenario de referencia, desde el segundo semestre de 2017. El efecto de disponer un suministro adicional se manifiesta en un superávit de este combustible, para el mismo escenario de referencia como se muestra en la Figura 17.

Adicionalmente, se aprecia que en el año 2021 la oferta superaría marginalmente a la demanda, con riesgo de que, en caso de presentarse una situación hidrológica particularmente seca se suscite un déficit, bien sea de gas natural y/o de energía eléctrica. Hacia el año 2022 se presentan pequeños faltantes de gas natural (menores al 2% de la demanda) durante los períodos hidrológicamente secos. y para el año 2023 el déficit sería de mayor magnitud (superior al 7 % de la demanda) y sostenido.

Lo antes expuesto indica la necesidad de construir nueva capacidad de importación bien sea adicionando nueva capacidad de regasificación a la ya existente y almacenamiento en Cartagena, construyendo en la Región Pacífica nueva infraestructura de importación, en caso de no aumentar significativamente la oferta nacional de gas natural en los próximos años (*A la fecha de elaboración del estudio de referencia no se dispone de información oficial sobre nuevos hallazgos de gas natural nacional, los cuales de acuerdo con su volumen de producción, reservas y fecha de entrada en operación, cambiarían significativamente la prospectiva expuesta).

Figura 17. Déficit (Superávit) para el escenario de referencia de gas natural



Fuente: UPME y MinMinas, cálculos UPME

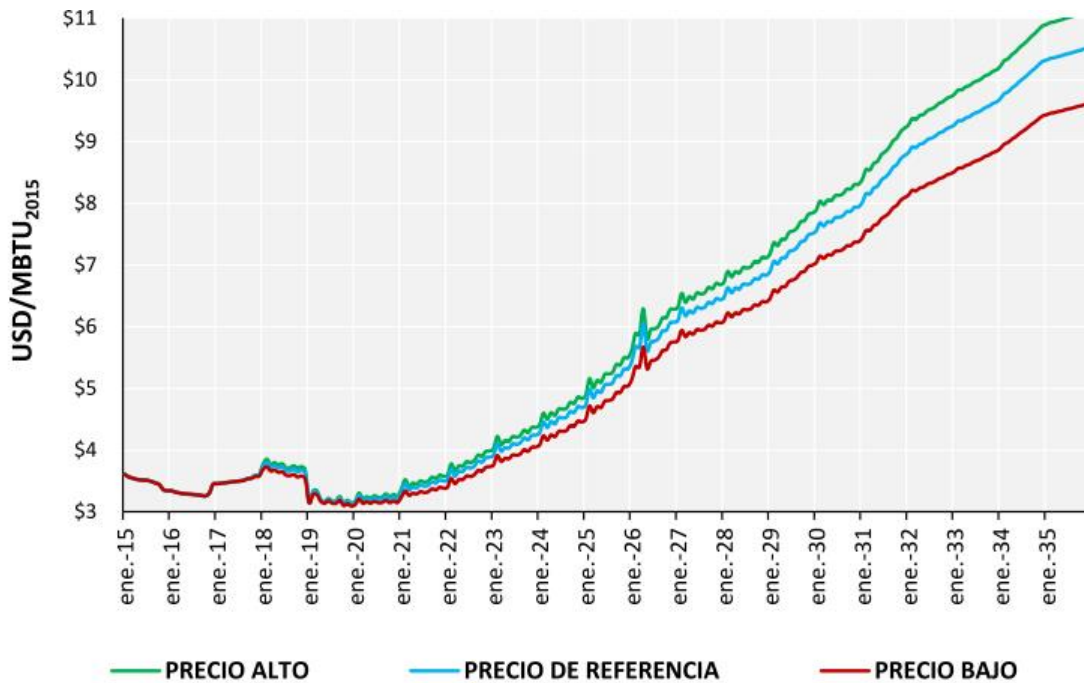
De acuerdo a información del Plan Indicativo, la importación complementaria por el Pacífico en el año 2021 exigiría menores costos en la infraestructura de transporte asociada, frente a una ampliación de la capacidad de importación desde el Caribe,

así como mayor confiabilidad. Por tanto, en adelante este plan asumirá una segunda etapa de importación desde Buenaventura.

4.5 PRECIO DEL GAS NATURAL EN EL INTERIOR DEL PAÍS

En cuanto a los precios del Interior, se tiene un precio compuesto entre los índices internacionales y precios nacionales, los cuales presentan un escenario estable hasta el año 2020 por debajo de los 4 USD/MBTU debido a los bajos volúmenes de gas importado que entrarían al interior. Posteriormente, y cuando la participación de las importaciones sea mayor para este segmento de mercado, la diferencia entre los escenarios va siendo más visible, tendiendo a los precios internacionales y convergiendo con los precios de la Costa.

Figura 18. Escenarios de precios interior de Colombia (2015 – 2035)



Fuente: UPME

Es importante mencionar que, si bien se espera que los precios tengan un incremento en el horizonte de planeación, éstos ocurrirán de manera gradual. Entre el año 2017 y 2020 se espera una estabilidad de los precios entre los 3,5 *USD/MBTU* y 4 *USD/MBTU* constantes de diciembre de 2015, los cuales no afectarán los precios nacionales debido a que los niveles de importación son bajos. Así entonces, se espera que en el corto plazo los precios del gas natural no tengan un incremento que afecte de manera importante la demanda nacional. De igual manera, se espera que los entes reguladores puedan ajustar las herramientas y mecanismos de contratación para que en el mercado no se generen incentivos a un alza de los precios, como consecuencia de la entrada de los mercados internacionales.

5 COSTOS DE UNA PLANTA PEAK SHAVING DE GNL

La clave en la determinación de comparaciones significativas de alternativas para el manejo de altas demandas y la optimización final del tipo de suministro son los parámetros de costo generados por cada tipo de alternativa o facilidad para cada duración o nivel de uso. A continuación, se muestra un ejemplo para identificar los costos de los principales componentes para plantas PS.

Se tienen en cuenta los consultores e ingenieros y firmas contratistas quienes proporcionan la información relacionada con los costos. La literatura disponible en materia de costos en general y facilidades de GNL con bastante imprecisas en general, y con bastante tiempo de haber sucedido la construcción (década de los 90 para la de Argentina). Teniendo en cuenta que también se generan variaciones en el diseño y los estándares de construcción y requerimientos.

Se presenta información relacionada con los costos de las facilidades GNL y sus principales componentes. La información aquí es derivada de una combinación de costos de los años 90 en Estados Unidos, archivos FERC, propuestas de construcción. Los autores del estudio (Mesko & Ramsey, 1996) para asegurar la razonabilidad, a los fabricantes y firmas contratistas y de ingeniería solicitaron la confirmación de las siguientes figuras. El objetivo de presentar la información de costos es proporcionar un valor bruto aproximado para la estimación de presupuestos.

Se debe tener en cuenta que pueden existir más especificaciones como la necesidad de construir una planta de licuefacción y almacenamiento más grande para el llenado de facilidades satélite de almacenamiento (sin capacidad de licuefacción).

5.1 PLAN DE INVERSIÓN EN UNA PLANTA GNL

Los costos de inversión se realizan a partir de los principales componentes de la planta que se identifican en la tabla siguiente para un mayor rango de tamaños en términos de capacidad de almacenamiento.

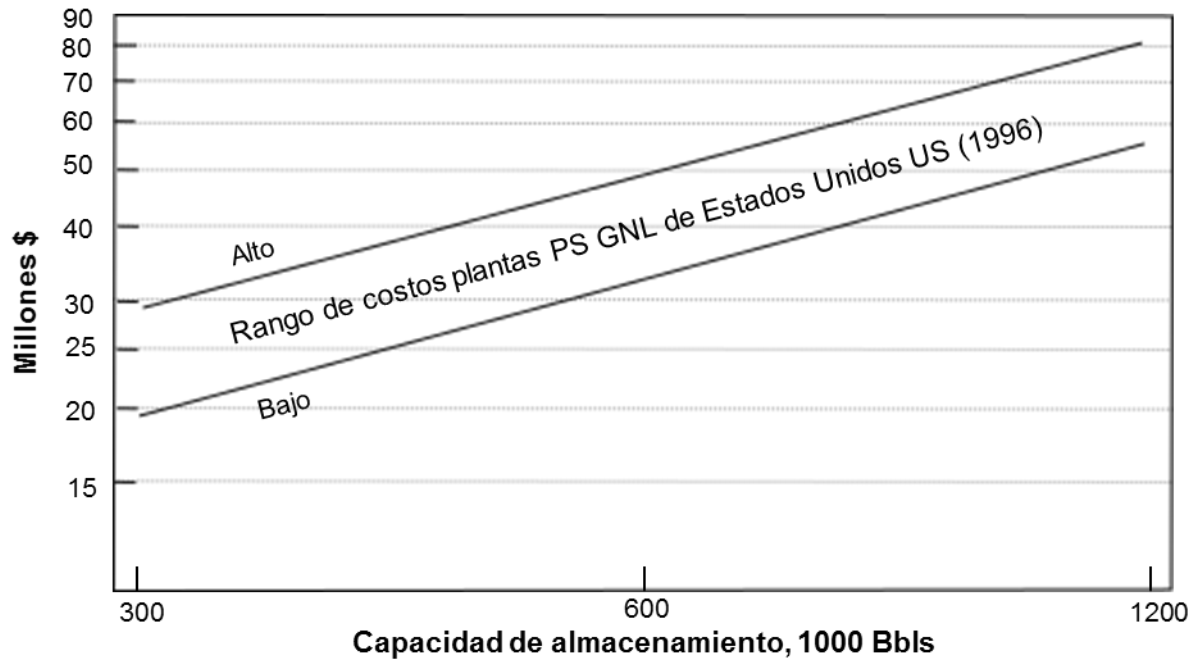
Tabla 1. Fracciones del costo total de inversión en la planta en componentes de la planta GNL

Componente de la planta GNL	Fracción típica del costo total
Tanques y diques	35% a 56%
Licuefacción	22% a 29%
Facilidades de las plantas	10% a 13%
Bombas y regacificadores	6% a 14%
Protección contra incendios y seguridad	6% a 9%
Costos por terreno e ingeniería	10% del total de la planta

Fuente: Mesko y Ramsey, 1996.

Se muestran los costos generales para una variedad de tamaños de almacenamiento de plantas en la figura 20. Para la estimación de estos costos, fueron actualizados en cuanto a índices expandidos para incluir un mayor rango de tamaños de planta, fueron confirmados por los fabricantes y firmas de ingeniería. Estos costos son representativos de plantas con unas especificaciones promedio localizadas en los estados del Atlántico medio en USA.

Figura 19. Costo total de una planta PS GNL



Fuente: (Mesko & Ramsey, 1996)

Como se observa los costos de construcción directa de la planta para 1 Bcf (300.000 Bbls) pueden variar entre \$19 a \$29 *MMUSD* de 1996. Esta amplia variación se debe a la naturaleza de las estimaciones del presupuesto. Nótese que estos costos tampoco incluyen los costos para el terreno o la gestión en ingeniería. Los costos de construcción directa se muestran comúnmente en el componente de costos fijos de la planta.

5.2 COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (O&M)

Se componen de los servicios de combustibles y electricidad para manejar y reemplazar el GNL que se regasifica o pierde (*Boil off gas - BOG*) y la continua demanda general de la planta, los materiales de mantenimiento y operación.

El *BOG* es el gas que se almacena de forma natural en el tanque de almacenamiento y debe ser removido para evitar un *build-up* de presión en este. La

gasificación del GNL en el tanque de almacenamiento es un proceso importante para remover calor del contenedor. El *BOG* se puede estimar de manera aproximada como seis diezmilésimas (0,0006) de la capacidad total de almacenamiento. De esta manera para 2 Bcf de almacenamiento, el *BOG* anual estimado es de 483 MMcf, o cerca del 22% del GNL almacenado. El *BOG* es comúnmente enviado al sistema de distribución, requiriendo cierto impulso o presión, la cantidad de combustible estimada para lograr esto, asumiendo una compresión de 200 psi, puede ser estimada aproximadamente como 19,8 MMBtu por MMcf de *BOG*. El combustible para recuperar el *BOG* con GNL se estima como 144 MMBtu por MMcf.

Los costos anuales de mantenimiento y materiales se pueden aproximar como una fracción de los costos de la planta como sigue:

Tabla 2. Costo por materiales y mantenimientos como porcentaje del valor del componente respectivo

Area	Materiales y mantenimiento
Licuefacción	1,8
Almacenamiento	0,5
Regasificación	1,8

Fuente: Mesko y Ramsey, 1996.

Los costos anuales por labores se estiman entre 2 a 3 operadores por turno en \$85.000 USD por año, incluyendo costos generales y beneficios.

Para una planta de 2 Bcf de GNL con una capacidad de licuado de 10 MMcfd y capacidad de evaporación de 100 MMcfd, con un costo de \$42 MM (26% licuefacción, 45% almacenamiento, 12% gasificación o un total de \$47 MM incluyendo gastos de terreno y gerenciamiento/ingeniería) para construcción directa, los costos fijos anuales son los que siguen a continuación.

Tabla 3. Gastos fijos en una planta PS de 2 BCF

Categoría de gasto fijo	\$MM
Anualidad del plan de inversión (@ 15% de tasa fija nivelada (FCR) empresa local de distribución) (47 MMUSD*0,15)	7.05
Combustible, B G (438 MMcf *(19,8 + 144) MMBtu / MMcf * \$2/MMbtu)	0.14
Electricidad, Tanque calentador (150,000 Kwhr/año/Bcf_almacenado*2Bcf*\$0.0636/kWhr)	0.02
Materiales y Mantenimiento	
- Licuefacción (\$42 MM*0,26*0,018)	0.20
- Almacenamiento (\$42 MM*0,45*0,005)	0.10
- Evaporación (\$42 MM*0,12*0,018)	0.10
Electricidad, plan de demanda continuo (550.000 Kwhr/ año / MMcfd Liq Cap * 10 MMcfd * \$0,0636/Kwhr)	0.35
Labores (9 operadores * \$85.000 al año)	0.77
Inventario de interés (@ 10 %)	0,36
Total en costos fijos	9,07

Fuente: (Mesko & Ramsey, 1996)

Para costos de \$9,07 millones, un cargo equivalente por demanda (\$/MCFD/mes), basado en la capacidad de entrega de la planta de 100 MMcfd podría calcularse como \$7,56/Mcfd/mes.

5.3 COSTOS VARIABLES

Los costos variables incluyen aquellos que pueden ser directamente atados a la cantidad de producto que se está procesando durante un año promedio de operación. Estos costos están relacionados con el combustible a licuar y el combustible a regasificar. El costo del gas se considera también como un costo variable y se tiene en cuenta al realizar las comparaciones, para facilidades de aire propanado, el costo tiene un valor superior a ser considerado. Para facilidades de almacenamiento de GNL y otros, el costo y ahorros se puede realizar cuando se adquiere el gas más barato durante el verano en países con estaciones.

Los cálculos del costo variable se basan en el diseño y capacidad de licuefacción de 10 MMcfd planeados para ser usados por 100 días durante un año promedio, y una regasificación de 100 MMcfd para diez días.

Tabla 4. Gastos variables en una planta PS de 2 BCF

Categoría de costo variable	\$ MM
Combustible, licuefacción (10 MMcfd * 100 días * 144 MMbtu/MMcf * \$2/MMbtu)	0,29
Electricidad, Tank Pump (65 kWh/MMcf * 1000 MMscf * \$0,0636/kWhr)	0,0041 (Negligible)
Combustible, regasificación	0,04
Otros, gasificación	0,04
Total de costos variables	0,37

Fuente: (Mesko & Ramsey, 1996)

5.4 COSTOS ANUALES TOTALES

El total de costos anuales para PS es la suma de los costos fijos y los costos variables, incluyendo los costos de inversión, O&M y costos del gas como sigue:

Tabla 5. Cotos totales anuales en una planta PS de 2 BCF

Costos fijos totales y variables excluyendo el costo del gas	9,22 MMUSD
Costo del gas (@\$2.0/MMBtu * 10 ³ MMcf * 1050 Btu/cf)	2,10 MMUSD
Total costos anuales	11,32 MMUSD
Total Energía almacenada (2.000 MMcf*1050 Btu/cf)	2,1*10 ⁶ MMBtu
Costo anual promedio por capacidad de almacenamiento	\$5,39/MMBtu

Fuente: (Mesko & Ramsey, 1996)

Esta planta en específico tiene un factor de carga de 2,7% (10 días al año) basado en un despacho promedio anual de 1 Bcf y una capacidad de entrega pico de 100 MMcfd. Para este nivel de uso, el costo expresado por MMBTU es:

$$\begin{aligned} \text{Costo de la planta LNG} &= (12 \text{ meses} * \$7,56/\text{MCFD}/\text{mes}) / (10 \text{ días}) + \$0,37/\text{MCF} \\ &= \$9,44/\text{MCF} \end{aligned}$$

Esto representa el costo por unidad para tener una facilidad de PS en sitio, en stand-by y lista para el servicio; como se menciona arriba, otro elemento de costo a considerar es el costo del gas.

Los sistemas de almacenamiento de gas, tales como el GNL, en países con estaciones comúnmente compran spot gas para almacenamiento durante los meses de verano, cuando el gas natural es menos caro. Los ahorros pueden obtenerse mediante el empleo de sistemas de transporte interrumpibles más baratos durante el invierno hacia la facilidad de GNL, en comparación, el suministro de gas firme a ser disponible durante las fechas pico, tendrá un mayor costo. Estos valores pueden

sumarse al costo calculado arriba para conformar el costo unitario de suministro de gas a la facilidad.

5.5 ESTUDIO DE REFERENCIA DE ANÁLISIS FINANCIERO DE LA CONSTRUCCIÓN DE UNA PLANTA DE ALMACENAMIENTO PARA BOGOTÁ

Como parte de la consulta del estado del arte en Peak Shaving en Colombia, se encontró que la UPME desarrolló un ejercicio indicativo para definir órdenes de magnitud para decidir sobre la posibilidad de aumentar la confiabilidad en el abastecimiento de la ciudad de Bogotá mediante sistemas PS de GNL.

La demanda de gas natural para la ciudad de Bogotá y del valor esperado de la demanda no abastecida calculada se muestra en la figura 21, En el horizonte de análisis consideró que la ciudad de Bogotá se podría abastecer además de los campos de Cusiana, desde la Costa Atlántica o Pacífica del país. Lo cual implicaría la realización de obras de infraestructura que permitan el transporte de gas natural desde Buenaventura hasta Vasconia y desde allí hasta el nodo La Belleza.

No se consideró la capacidad de almacenamiento del sistema de transporte que puede usarse para abastecer parcial o totalmente la demanda frente a contingencias del sistema. Otro supuesto fue el de la planta de almacenamiento PS contaría con una capacidad de almacenamiento de 1000 MMPC, la cual daría suficiente capacidad para abastecer hasta durante una semana la demanda de Bogotá, estimándose un costo de 82 millones de dólares del año 2014 y ubicándose en las cercanías de Bogotá.

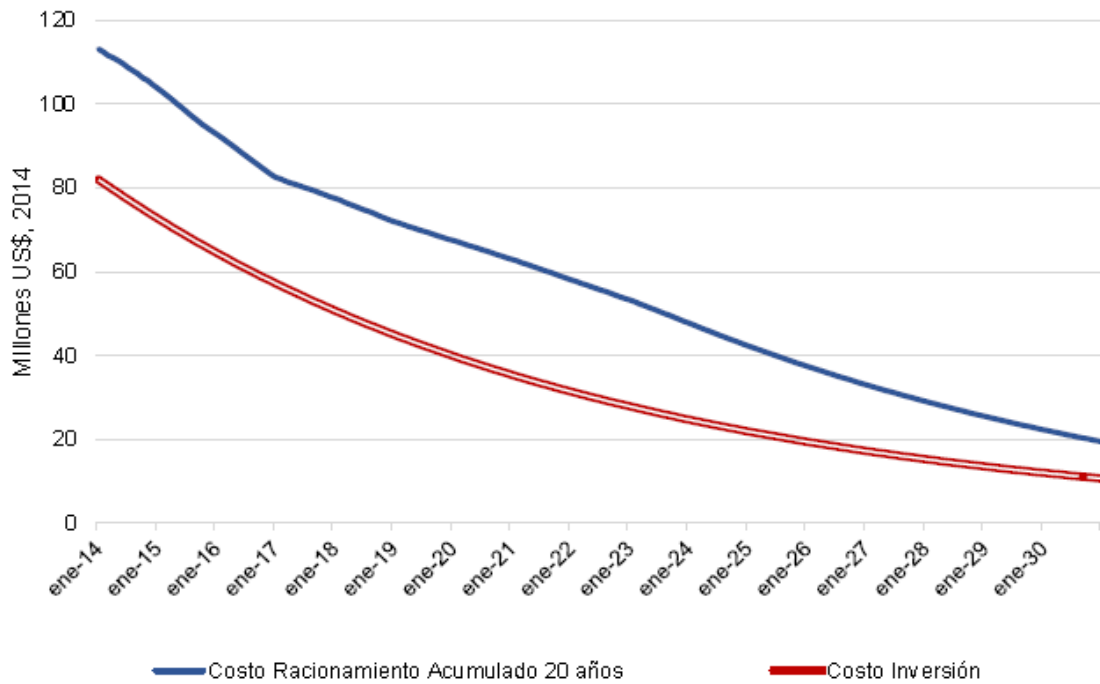
Figura 20. Esquema de posible planta PS en la ciudad de Bogotá



Fuente: UPME

Finalmente, la figura 22 muestra, bajo los supuestos antes expuestos la comparación de los costos de inversión y el valor de racionamiento esperado en caso de no construirse la planta, los cuales indican por su relación la viabilidad de este proyecto.

Figura 21. Comparación de costos de racionamiento y de inversión en una planta PS en la ciudad de Bogotá



Fuente: UPME

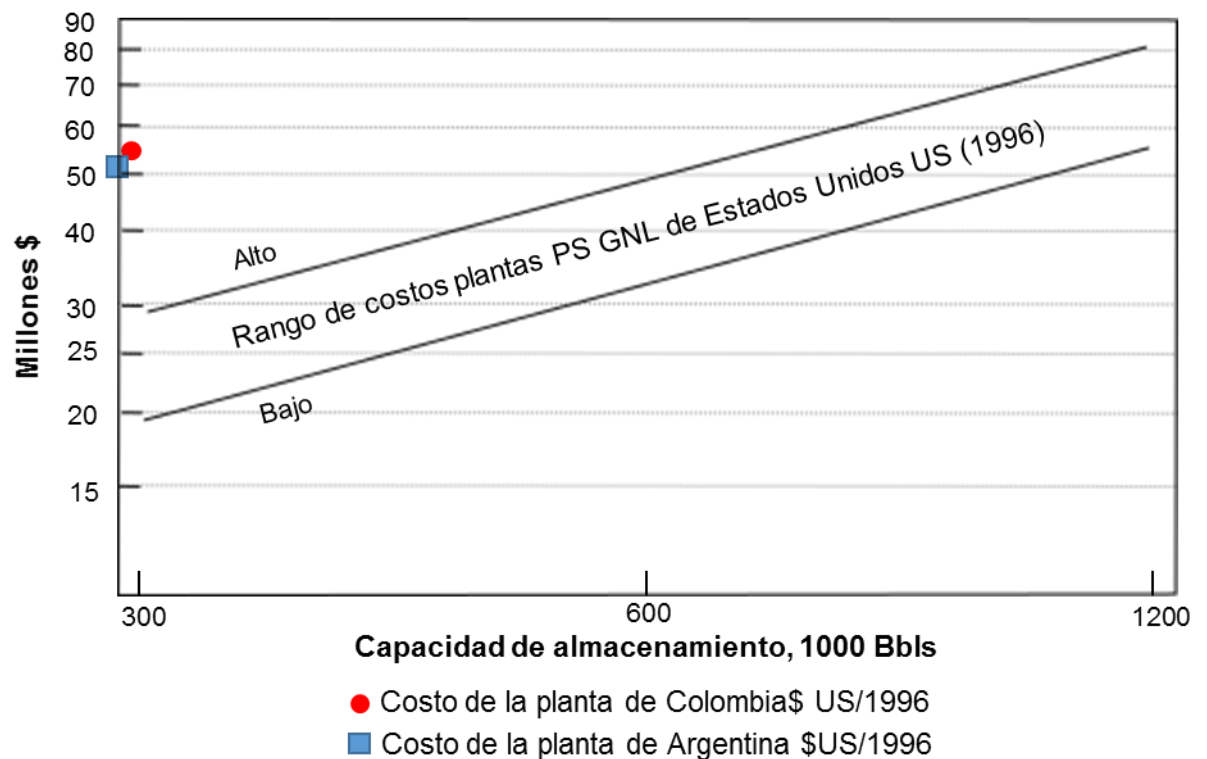
5.5.1 Planta de Peak Shaving de Argentina

Esta es la única planta en Suramérica, presenta una capacidad de almacenamiento de 273.400 BBL (43.470 m³) con una máxima emisión continua de 7 días reportada a inicios del proyecto y un costo de 51 millones de dólares en 1996 (Mingot & Cristiani, 1997).

Al establecer un paralelo con la planta del estudio realizado de la UPME para Colombia y llevar el costo de inversión de esta planta (de 82 millones de dólares del año 2014 y 296.846 BBL) al año 1996, se obtiene un valor aproximado de 54 millones de dólares, lo cual indica que el potencial costo de inversión posiblemente se basa en el de la planta de Argentina (ver figura 22). Para saber a cuánto equivale un dólar de 2014 a uno de 1996 se empleó la tabla 6.

En la figura 23 también se aprecia la gran diferencia de los costos totales de instalación de la planta de Argentina en 1996 con los costos de las plantas en Estados Unidos en esa misma época.

Figura 22. Comparación de precios y capacidades de la planta PS de Argentina y la posible planta de Colombia



Fuente: Datos Autor, Figura de (Mesko & Ramsey, 1996)

Tabla 6. Inflación y devaluación del dólar

Valor del salario mínimo por hora		
Año	Dólares actuales	Dólares constantes de 1996*
1985	3.35	4.88
1986	3.35	4.80
1987	3.35	4.63
1988	3.35	4.44
1989	3.35	4.24
1990	3.80	4.56
1991	4.25	4.90
1992	4.25	4.75
1993	4.25	4.61
1994	4.25	4.50
1995	4.25	4.38
1996	4.75	4.75
1997	5.15	5.03
1998	5.15	4.96
1999	5.15	4.85

Año	Dólares actuales	Dólares constantes de 1996*
2000	5.15	4.69
2001	5.15	4.56
2002	5.15	4.49
2003	5.15	4.39
2004	5.15	4.28
2005	5.15	4.14
2006	5.15	4.04
2007	5.85	4.41
2008	6.55	4.77
2009	7.25	5.30
2010	7.25	5.22
2011	\$7.25	\$5.06
2012	7.25	4.97
2013	7.25	4.87
2014	7.25	4.82
2015	7.25	4.80

*Ajuste de la inflación usando el CPI-U (Consumer Price Index for All Urban Consumers)

Fuente: U.S. Department of Labor. Web: <http://www.dol.gov/esa/whd/flsa/>,
<http://www.infoplease.com/ipa/A0774473.htm>

6 EVALUACIÓN FINANCIERA DE LA POSIBLE IMPLEMENTACIÓN DE PLANTAS PEAK SHAVING EN CENTROS DE ALTO CONSUMO PARA FINES DOMICILIARIOS Y GAS NATURAL VEHICULAR (GNV)

A continuación, con la información y metodología planteada en los capítulos anteriores se detallará la evaluación financiera de una planta PS para un centro de alto consumo partiendo de 1. la capacidad de almacenamiento de la planta, capacidad de licuefacción y de regasificación, 2. el tamaño de población con su correspondiente proyección de demanda en el sectores residencial, comercial y de transporte; 3. tiempos de recuperación de la inversión, 4. tasa de descuento, 5. Poderes caloríficos del gas disponible para la planta, 6. Precio promedio anual del gas disponible para la planta, obteniendo como salida el costo nivelado por almacenamiento de GNL a aplicar al usuario final por concepto de confiabilidad en el servicio.

6.1 CONSIDERACIONES

Las consideraciones que se tuvieron fueron las siguientes:

- El tamaño de la población o centro de alto consumo será el de una población hipotética del tamaño de los departamentos de Bogotá, Cundinamarca, Boyacá, Meta y Casanare, que conforman el sector centro del país.
- Se cuenta con la infraestructura necesaria para hacer llegar el gas a la planta en estudio.
- El tamaño de almacenamiento de la planta corresponderá a un1 BCF (1000 MMCF de GN), para suplir en su totalidad la demanda de este centro de alto consumo durante 8 días continuos si se trata una demanda de 120 MMCFD.

Asimismo contará con una capacidad de licuefacción de 10 MMCFD y una capacidad de regasificación de 100 MMCFD.

- Las ganancias del proyecto son únicamente generadas a través de la contribución de los usuarios beneficiados directamente por la planta Peak Shaving en este escenario, en contraste otros estudios que se han documentado en el país, en donde el beneficio es medido sólo por los costos evitados en racionamiento.
- La evaluación financiera se realiza como el valor presente neto de una serie anual uniforme, para la obtención de un costo nivelado por unidad energía almacenada y/o volumen de gas almacenado. Se toma este esquema en vista de que esta métrica de decisión permite conocer el valor promedio por unidad de energía o volumen durante toda la vida del proyecto de forma eficaz.
- Para la distribución y estimación de los costos de la planta se sigue la metodología expuesta en el capítulo 26 de este documento.
- Se ingresan las proyecciones de la demanda, precios del gas del interior del país y poderes caloríficos promedios anuales para una mayor aproximación.

6.2 MÉTRICAS DE DECISIÓN DEL PROYECTO – COSTO NIVELADO DE ENERGÍA ALMACENADA

Para la evaluación de este proyecto se realiza el enfoque con el costo nivelado por unidad de energía o almacenamiento de energía para este caso (*LCOE*), que es el precio para el cual el valor presente neto (VPN) de la inversión será igual a cero. El *LCOE* también es llamado costo técnico unitario (*UTC*).

Partiendo de la expresión más general del costo nivelado de energía (*LCOE*), para luego realizar las simplificaciones, se tiene

$$\sum_{t=0}^T \frac{C_t + M_t}{(1+r)^t} = \sum_{t>0}^T \frac{LCOE \times Q_t}{(1+r)^t} = LCOE \sum_{t=0}^T \frac{Q_t}{(1+r)^t} \quad \text{Ec. 2}$$

En donde

r es la tasa de descuento del proyecto

C_t representa todos los costos en capital o inversión durante el año t (estos pueden ser iguales a cero exceptuando algunos primeros años del proyecto)

M_t representa los costos operacionales incurridos en el año t ,

Q_t representa la energía producida del proyecto durante el año t ,

El término $C_t + M_t$ corresponde a los costos anuales totales los cuales incluyen pagos a la inversión, combustible, mano de obra, terreno entre otros.

Si todos los costos de inversión se generan en el año cero, el factor C_t se extrae de la ecuación, en este caso en algunas ocasiones puede verse el término expresado como costo total de instalación (TIC) o “overnight cost” (OC), y se escribe la ecuación como:

$$\sum_{t=0}^T \frac{M_t}{(1+r)^t} + TIC = \sum_{t=0}^T \frac{LCOE \times Q_t}{(1+r)^t} = LCOE \sum_{t=0}^T \frac{Q_t}{(1+r)^t} \quad \text{Ec. 3}$$

Se puede resolver la ecuación como:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^T \frac{C_t + M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^T \frac{Q_t}{(1+r)^t}} \quad \text{Ec. 4}$$

Para hacer este cálculo más sencillo, con frecuencia los proyectos de evaluación de prospectiva realizan las siguientes suposiciones:

1. La salida anual del proyecto Q_t es constante cada año,
2. El costo variable de producción M (combustible, mano de obra y los costes de las operaciones, mantenimientos) por unidad de salida (Q) es constante en cada año.

Para este caso, los términos Q y M son iguales cada año, de forma que se reformula la ecuación como la suma de dos términos:

$$LCOE = LFC + LVC \quad \text{Ec. 5}$$

1. El costo fijo nivelado (LFC) que calcula el pago promedio requerido para amortizar o pagar la inversión en capital durante un número T de años.
2. Costos variables nivelados (LVC), el cual calcula el pago promedio de los gastos operacionales. El LVC sería igual a M/Q .

Para el cálculo de LFC supongamos que el proyecto implica una tasa de descuento r ; la vida útil del proyecto es T años; y los costos de capital se pagan en una suma total de inversión (TIC) al comienzo del proyecto.

$$TIC = \sum_{t=1}^T \left(\frac{LFC}{(1+r)^t} \right) \div Q \quad \text{Ec. 6}$$

Que se puede re-escribir como:

$$LFC = \frac{TIC}{\sum_{t=1}^T \frac{1}{(1+r)^t}} \div Q \quad \text{Ec. 7}$$

Usando matemática de sumatorias para series geométricas, que describen el denominador de la ecuación anterior al ser r menor que uno, este denominador se puede reescribir como

$$\frac{1 - (1+r)^{-T}}{r}$$

$$LFC = \frac{TIC}{\frac{1 - (1+r)^{-T}}{r}} \div Q = \frac{TIC \times r}{1 - (1+r)^{-T}} \div Q \quad \text{Ec. 8}$$

Sintetizando la ecuación se obtiene

$$LCOE = \frac{TIC}{Q} \left(\frac{r}{1 - (1+r)^{-T}} \right) + \frac{M}{Q} \quad \text{Ec. 9}$$

$$LCOE = \frac{TIC}{Q} (FCR) + \frac{M}{Q} \quad \text{Ec. 10}$$

En donde el FCR (Fixed Charge Rate o tasa de cargo fijo) $\left(\frac{r}{1 - (1+r)^{-T}} \right)$ es la fracción del costo total de instalación que debe ser reservado cada año en los costos fijos para el pago de la inversión, de modo que el TIC*FCR corresponde a la llamada “anualidad” A del proyecto.

$$A = LFC = TIC \left(\frac{r}{1 - (1+r)^{-T}} \right) \quad \text{Ec. 11}$$

6.3 MEMORIAS DE CÁLCULO

6.3.1 Capacidad de almacenamiento

La capacidad de almacenamiento de la planta a evaluar será de 1000 MMCF, tomando en cuenta una base de reducción de 600 veces el volumen al licuarse el gas y pasando a barriles se tiene entonces una capacidad de 297 mil barriles de GNL.

$$\frac{1000}{600} MMCF * 10^6 \frac{CF}{MMCF} * 0,1781077 \frac{BBL}{CF} = 296,846 * 10^3 BBL$$

Ec. 12

6.3.2 Proyecciones de demanda, precio del gas y poderes caloríficos y electricidad.

Se realizó la recopilación de la información mostrada en la tabla 7, en donde se reúne la información mostrada en las secciones anteriores.

Tabla 7. Proyecciones de demanda de GN, precios del gas en el interior del país y poderes caloríficos.

Año	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	media
PC promedio (BTU/CF)	1063,8	1067,5	1070,7	1074	1077,1	1080	1085	1088	1092	1095	1079,3
Precio del gas (US / MMBTU)	3,352	3,418	3,659	3,55	3,154	3,13	3,505	3,945	4,275	4,736	3,673
Demanda sec resid (GBTUD) (centro col)	53,3	54,4	55	57,2	57,8	59,4	60,6	61,7	63,3	64,4	58,7
Demanda Sec transp (GBTUD)	32,7	33,7	35	36	36,3	36,9	37,6	38,2	38,9	39,5	36,4
Demanda sector comercial (GBTUD)	26,2	27,4	28,4	28,8	29,8	30,6	31,3	32	32,9	33,9	30,1

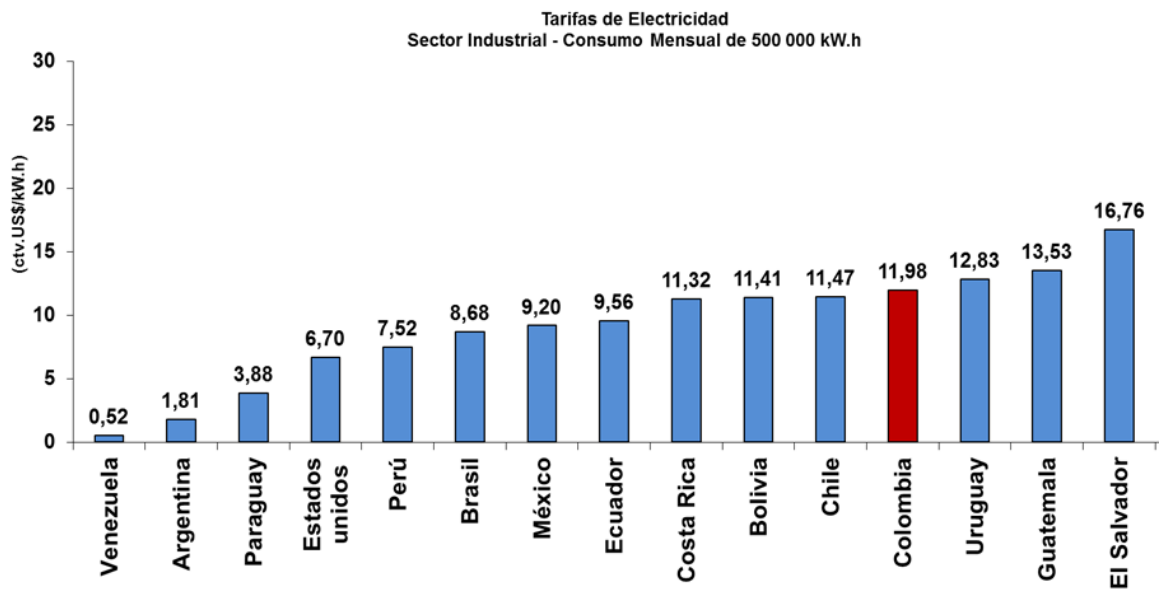
Fuente: Extraído y modificado de diferentes estudios de proyecciones de la UPME

Se calcula con esta información el precio del gas promedio a diez años y el poder calorífico del gas promedio a diez años, los cuales son 3,7 USD/MMBTU y 1079,33 BTU/CF.

6.3.3 El costo de la electricidad

Los costos de la energía en Colombia son muy superiores a los de la mayoría de sus socios comerciales. Estos costos, que han aumentado un 11% desde 2008. En términos de competitividad, Colombia tiene costos altos con respecto a Estados Unidos (78% más costoso), Perú (59%), México (30%) y Ecuador (25%).

Figura 23. Precio del gas en centavos de dólar para consumidores industriales



Fuente: Osinerming, Primer Trimestre 2015, en Dinero.com

6.3.4 Evaluación de anualidades con diferentes tasas de descuento y *paybacks*

Se realizó la valoración de las diferentes anualidades para el proyecto de una planta Peak Shaving de 1 BCF con un costo de instalación de 82 millones de dólares, variando los tiempos de *payback* y tasas de descuento.

Tabla 8. Estimación de las anualidades para diferentes tiempos de recuperación de la inversión y tasas de descuento en MMUSD por año.

Planta 1 BCF - 82 MMUSD					
Tasa \ Años	6%	9%	12%	15%	18%
5	19,5	21,1	22,7	24,5	26,2
10	11,1	12,8	14,5	16,3	18,2
15	8,4	10,2	12,0	14,0	16,1
20	7,1	9,0	11,0	13,1	15,3
25	6,4	8,3	10,5	12,7	15,0
30	6,0	8,0	10,2	12,5	14,9

Fuente: Autor

El ejercicio planteado se continuará con una tasa de descuento del 12% y un tiempo de recuperación de la inversión de 10 años.

6.3.5 Estimación de costos de la planta PS en estudio

Siguiendo la metodología mostrada en la sección 26, sigue a continuación:

Costo de la planta (incluyendo costo del terreno): 82 \$MMUS

Capacidad de almacenamiento: 1 BCF

Capacidad de licuefacción: 10 MMCFD

Duración: 100 Días

Capacidad de gasificación: 100 MMCFD

Duración: 10 Días

Distribución costo de inversión: licuefacción 26%, almacenamiento 45%, gasificación 12%

Materiales y mantenimiento (% de costo de inversión del elemento en la planta): licuefacción 2%, almacenamiento 1%, gasificación 2%

Estimación de costos fijos

Para una plata de 1 BCF el GNL que se regasifica en el tanque (*BOG*) al año será el 22% de la capacidad de almacenamiento de la planta, correspondiente a 6 diezmilésimas de la capacidad de almacenamiento por día, que para este caso consistirá en 219 MMCF. La cantidad de combustible necesaria para enviar nuevamente el *BOG* al sistema de distribución, asumiendo una compresión de 200 psi, se estima en 144 MMBtu/MMcf de *BOG*.

Estimación de costos variables

Se realiza el cálculo de los costos variables con base en 100 días de licuefacción a 10 MMCFD y 10 días de regasificación a 100 MMSCFD

Costo unitario por nivel de uso de la planta

La planta al funcionar durante diez días continuos durante el año realizando el proceso de regasificación, por lo que se obtiene un factor de carga del 2,7% (al dividir 10 entre 365). Para este nivel de uso, el costo unitario se obtiene de la siguiente manera.

Tabla 9. Estimación de los costos fijos de la planta Peak Shaving en estudio

Categorías de gasto fijo	\$MM
Reposición de la inversión en la planta (@ 12% tasa de oportunidad)	14,51
Combustible, B G (219 MMcf *(19,8 + 144) MMBtu / MMcf * 3,7 \$/MMbtu)	0,13
Electricidad, Tanque calentador (150,000 Kwhr/año/Bcf_almacenado*1Bcf* 0,12 \$/kWhr)	0,02
<i>Materiales y Mantenimiento</i>	
Licuefacción (\$82 MM*0,26*0,018)	0,4
Almacenamiento (\$82 MM*0,45*0,005)	0,2
Regasificación (\$82 MM*0,12*0,018)	0,2
Electricidad, plan de demanda continuo (550.000 Kwhr/ año / MMcfd Liq Cap * 10^5 MMcfd * 0,12 \$/Kwhr)	0,66
Labores (9 operadores * \$85.000 al año)	0,77
Interés en inventario (@ 10 %)	0,36
Total costos fijos	17,19

Cargo equivalente de demanda (\$/MCF/mes), basándose en la capacidad de entrega (100 MMCFD)	14,33 \$/MCF/mes
---	-------------------------

Fuente: Autor

Tabla 10. Estimación de los costos variables de la planta PS en estudio

Categorías de costo variable	\$ MM
Combustible licuado (10 MMcfd*100 días*144 MMBtu/MMcf*3,7 \$/Mmbtu)	0,53
Electricidad, bomba del tanque (65 kwhr/MMscf*1000 MMscf*0,12 \$/kwhr)	0,008
Combustible, regasificación (100 MMcfd*10 días*1080 BTU/cf*(10^6cf/1MMcf)* 3,7 \$/Mmbtu*0,02)	0,08
Otros, gasificación (100% del combustible de gasificación)	0,04
Total costos variables	0,65

Costo por MCF (\$/MCF)	0,648 \$/MCF
------------------------	--------------

Fuente: Autor

Tabla 11. Costo de la planta GNL PS en standby todos los días del año

Factor de carga	2,7%	(10 días al año)
Despacho anual promedio	1	BCF
Capacidad máxima de entrega	100	MMCFD
Costo por disponibilidad (12 meses*14,33 \$/MCFD/mes)/(10 días)+0,646 \$/MCF	18,09	\$/MCF

Fuente: Autor

Esto representa el costo por tener la facilidad en stand-by lista para el servicio.

Estimación de costos totales

Se obtienen al sumar costos fijos y variables, el costo del gas se registra por separado en este ejemplo con fines evaluativos

Tabla 12. Costos totales de la planta GNL PS

Costos totales	\$ MM
Costos totales fijos y variables (excluyendo precio del gas)	17,8
Costo del gas (3,7 USD/MMBTU*10 ³ MMcf*1080 BTU/CF)	3,96
Costo total	21,8

Fuente: Autor

Este valor corresponde a la anualidad del proyecto que corresponde a la inversión total multiplicada por la tasa fija de cargo sumada a los gastos variables, lo cual se explicaba en la sección de métricas del proyecto de este documento.

Costo nivelado de energía (LCOE)

El valor del costo nivelado por energía almacenada se obtiene al dividir los costos totales entre el total de energía almacenada. Este valor corresponde a 5,94 USD/MBTU almacenado en la planta.

Tabla 13 Costo nivelado anual por BTU almacenada

Energía almacenada (1000 MMCF*1083,8 Btu/cf)	3672,5 MMBTU
Costo por MBTU almacenado (\$USD/MBTU)	5,94 USD/MBTU

Fuente: Autor

Recaudación

Con los costos totales de la planta PS-GNL y de demanda del centro de consumo, el cálculo de la tarificación se realizó como un cargo de confiabilidad del servicio de gas por unidad de volumen en m³ que para el caso de Colombia. Que se obtiene dividiendo el costo total anual promedio de 21,8 MMUSD entre la demanda total promedio de 120 MMCFD.

Tabla 14. Costo de la planta peak shaving aplicado al usuario por unidad de volumen de gas consumido

Demanda total ininterrumpible (MMCFD)	120
Demanda total ininterrumpible (MMCF año)	43.642
Demanda total ininterrumpible (GBTU año)	47.277
Tarifa por confiabilidad al usuario (USD/cf)	0,000500
Tarifa por confiabilidad al usuario (USD/m ³)	0,017644
Tarifa por confiabilidad al usuario (peso/m ³) (con base en dólar en 3000 pesos)	52,93

Fuente: Autor

Se obtiene un valor de 53 pesos aproximadamente por metro cúbico de gas, el cual escalado a una unidad familiar compuesta por cuatro personas que consume 18 metros cúbicos de gas al mes será de 954 pesos.

6.3.6 Estimación de costos por cada año del proyecto

El anterior ejercicio se realizó con una base en una demanda, costo de gas, costo de energía eléctrica, poder caloríficos promedios durante el tiempo de vida del proyecto, lo cual no sucede de esa forma.

Se realizó nuevamente el ejercicio presentado anteriormente para cada año del proyecto, tomando en cuenta las variaciones del poder calorífico, precio del gas, precio de electricidad y demanda. Se asumió que en todos los años se utiliza la capacidad total de almacenamiento, licuefacción y regasificación del tanque. Los resultados se muestran en la tabla 11.

Tabla 15. Evaluación de costos anuales del proyecto de Peak Shaving para un tiempo de recuperación en 10 años

Año	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
PC promedio (BTU/CF)	1063,8	1067,5	1070,7	1074	1077,1	1080	1084,8	1088,300	1091,800	1095,300
Precio del gas (US / MMBTU)	3,4	3,4	3,7	3,5	3,2	3,1	3,5	3,9	4,3	4,7
Gastos Fijos anuales \$ MM US 										
Reposición de la inversión en la planta - Anualidad (@ 12% tasa de oportunidad)	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51
Combustible, B G (219 MMcf *(19,8 + 144) MMBtu / MMcf * Precio_gas \$/MMbtu)	0,12	0,12	0,13	0,13	0,11	0,11	0,13	0,14	0,15	0,17
Electricidad, Tanque calentador (150,000 Kwhr/año/Bcf_almacenado*1Bcf* 0,12 \$/Kwhr)	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
<i>Materiales y Mantenimiento</i>										
Licuefacción (\$82 MM*0,26*0,018)	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38
Almacenamiento (\$82 MM*0,45*0,005)	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
Regasificación (\$82 MM*0,12*0,018)	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
Electricidad, plan de demanda continuo (550.000 Kwhr/año / MMcf Liq Cap * 10^5 MMcf * 0,12 \$/Kwhr)	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35
Labores (9 operadores * \$85.000 al año)	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77
Interés en inventario (@ 10 %)	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
Total costos fijos \$ MM US 	16,86	16,87	16,87	16,87	16,86	16,85	16,87	16,88	16,90	16,91
Gastos variables anuales \$ MM US 										
Combustible licuado (10 MMcf*100 días*144 MMBtu/MMcf*3,7 \$/Mmbtu)	0,48	0,49	0,53	0,51	0,45	0,45	0,50	0,57	0,62	0,68
Electricidad, bomba del tanque (65 kwhr/MMscf*1000 MMscf*0,12 \$/kwhr)	0,00715	0,00715	0,00715	0,00715	0,00715	0,00715	0,00715	0,00715	0,00715	0,00715
Combustible, regasificación (100 MMcf*10 días*Poder_calorífico BTU/cf*(10^6cf/1MMcf)*	0,07	0,07	0,08	0,08	0,07	0,07	0,08	0,09	0,09	0,10
Otros, gasificación (100% del combustible de gasificación)	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Total costos variables \$ MM US 	0,59	0,61	0,65	0,63	0,56	0,56	0,62	0,69	0,75	0,83
Costo del gas (precio_gas USD/MMBTU*10^3MMcf*Poder_calorífico BTU/CF)	3,6	3,6	3,9	3,8	3,4	3,4	3,8	4,3	4,7	5,2
Costos totales \$ MMUSD 	21,0	21,1	21,4	21,3	20,8	20,8	21,3	21,9	22,3	22,9
Recaudación										
Demanda total ininterrumpible (MMCFD)	105,5	108,2	110,6	113,5	115,0	117,6	119,3	121,2	123,7	125,8
Demanda total ininterrumpible (MMCF año)	38514,1	39498,6	40365,8	41441,4	41969,4	42921,3	43555,7	44234,0	45148,6	45927,4
Demanda total ininterrumpible (GBTU año)	40971,3	42164,8	43219,7	44508,1	45205,3	46355,0	47249,3	48139,9	49293,3	50304,3
Tarifa por confiabilidad al usuario (Costos/Demanda)	0,000546	0,000535	0,000531	0,000514	0,000496	0,000485	0,000489	0,000494	0,000494	0,000499
Tarifa por confiabilidad al usuario (Costos/Demanda)	0,019276	0,018882	0,018754	0,018158	0,017514	0,017110	0,017263	0,017461	0,017452	0,017628
Tarifa por confiabilidad al usuario (peso/m^3) (con base en dólar en 3000 pesos)	57,8	56,6	56,3	54,5	52,5	51,3	51,8	52,4	52,4	52,9

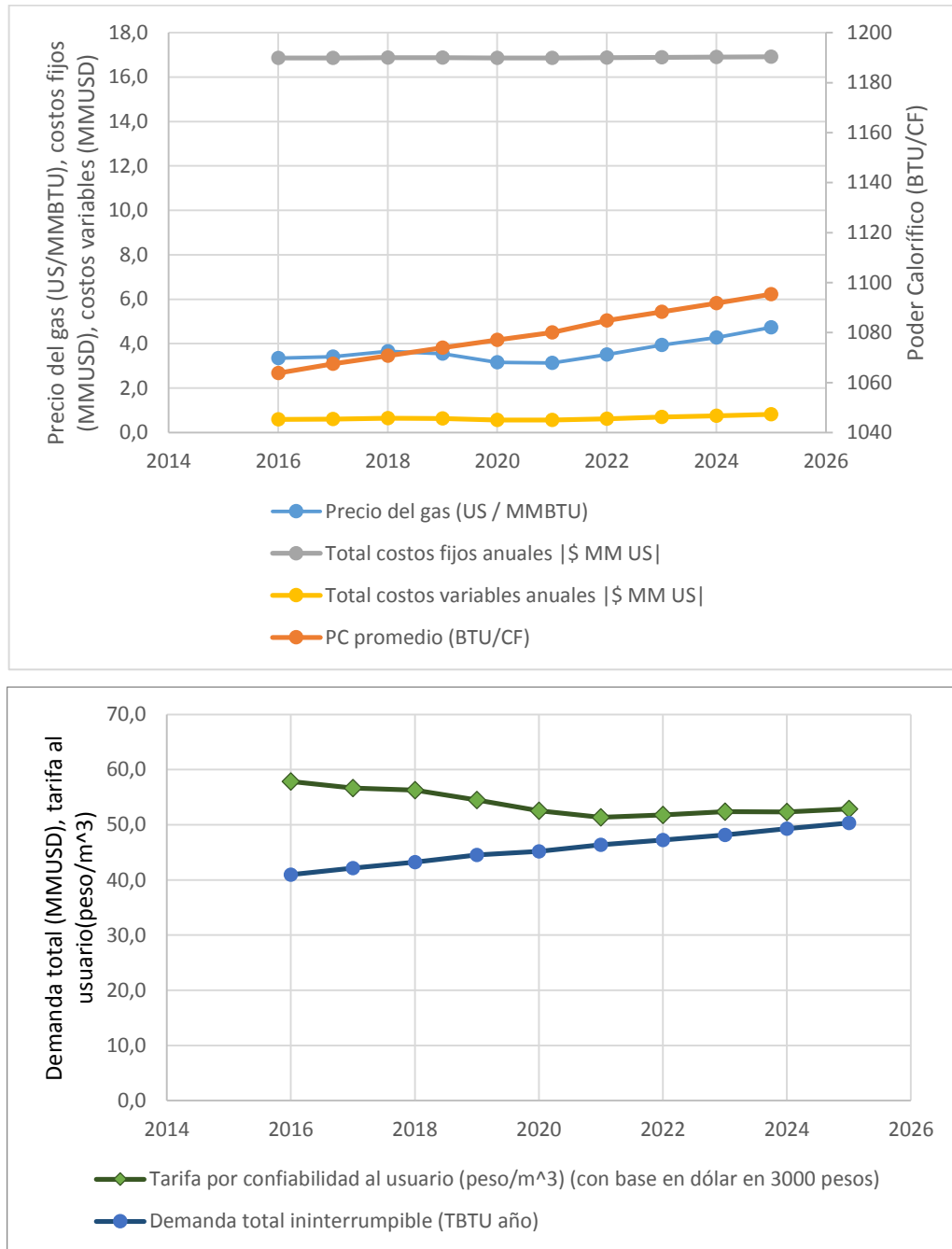
6.4 DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

El cargo por confiabilidad o tarifa aplicada al usuario se muestra en la última fila de la tabla 15, correspondiendo a un promedio anual de 54 pesos por metro cúbico de gas natural si se aplica un esquema de cobro mediante la relación costos totales sobre demanda total de gas natural. En la figura 24 se presenta el compendio de los principales parámetros de la evaluación financiera del proyecto PS, encontrando una alta sensibilidad del precio final a cobrar al usuario con respecto al precio del gas.

Dado que el propósito de esta planta se planteó solo para la demanda ininterrumpible (sectores doméstico y vehicular) y el esquema de recaudación es aplicado solo a los usuarios beneficiados, este costo de 54 pesos se debe obtiene con una demanda promedio de 116 MMPCD durante los próximos 10 años (hasta final de 2025).

Si se tiene en cuenta que la demanda total de Bogotá está alrededor de los 120 MMPCD (Afanador, Zapata, Yepes, Cajiao, & Castillo, 2013), y que el consumo doméstico y vehicular en esta ciudad es alrededor de un 60% de esta demanda (72 MMPCD), esta planta se podría extender en su uso para suplir también el sector industrial si solo se destina a un centro urbano como Bogotá. En caso de solo buscar suplir la demanda doméstica y de GNV sería aplicable para la población hipotética del tamaño de los departamentos de Bogotá, Cundinamarca, Boyacá, Meta y Casanare, que conforman el sector centro del país.

Figura 24. Parámetros y resultados de la evaluación económica



Fuente: Autor

7 CONCLUSIONES

Se realizó estudio conceptual para la ejecución de un proyecto económicamente viable de Peak Shaving con almacenamiento GNL, bajo un esquema de cobro de este servicio de confiabilidad de forma directa solo a los usuarios beneficiados.

De acuerdo a este estudio, en el centro de alto consumo descrito, para emplear una planta Peak-Shaving GNL con una capacidad de regasificación de 100 MMCFD durante diez días durante el año, una compañía de distribución requiere aplicar un cargo promedio de 53,8 pesos por metro cúbico de gas en la factura para tener un *payback* en diez años a una tasa de oportunidad del 12%.

Las variables de mayor incidencia en los costos del proyecto de confiabilidad descrito con planta peak shaving de GNL, corresponden al tamaño del centro de consumo y por lo tanto el tamaño de la planta, el precio del gas es el que mayor incidencia tiene en los costos variables, seguido de su poder calorífico, también se tiene en cuenta el costo de la electricidad y en menor medida la cantidad de *BOG*.

8 RECOMENDACIONES

Se recomienda el desarrollo de una metodología para la optimización de la tarificación a los usuarios directamente beneficiados con base en el marco regulatorio establecido y aplicable, teniendo en cuenta además los ahorros en cuanto a racionamiento que se tendrían, ya que se ha demostrado en otros estudios que la relación de beneficio costo de una planta *Peak Shaving* es superior a la alternativa de racionamiento. De esta manera una planta de Peak Shaving constituye una solución interesante económicamente, flexible y eficaz para dar respuesta a posibles contingencias en la infraestructura de transporte de gas, además de los picos de demanda en centros de alto consumo.

BIBLIOGRAFÍA

- Afanador, E., Zapata, J. G., Yepes, T., Cajiao, S., & Castillo, J. (2013). Análisis de la situación energética de Bogotá y Cundinamarca. *Cuadernos de Fedesarrollo* 45, 1, 1–330. Retrieved from <http://www.fedesarrollo.org.cowp-content/uploads/2011/08/Análisis-de-la-situación-energética-de-Bogotá-y-Cundinamarca-Estudio-Fedesarrollo-EEB.pdf>
- Coronado, M. E. (Gas natural F. C. (2012). XV Congreso Naturgas Abril de 2012 - Confiabilidad en la prestación del Servicio. Visión del Distribuidor. Retrieved from <http://www.naturgas.com.co/uploads/pdf/pdfxv7.pdf>
- Elliott, R. N., & Shipley, A. M. (2004). The role of energy efficiency and renewable energy in natural gas markets. *Environmental Quality Management*, 13(3), 103–109. Retrieved from <http://doi.wiley.com/10.1002/tqem.20009>
- Geist, J. . (1983). The role of LNG in energy supply. *International Journal of Refrigeration*, 6(August), 283–297. [http://doi.org/10.1016/0140-7007\(83\)90008-7](http://doi.org/10.1016/0140-7007(83)90008-7)
- Khodaparast Mashhadi, M., & Rahimi, G. (2014). Economic appraisal of power plants gas consumption. *Kuwait Chapter of Arabian Journal of Business & Management Review*, 3. Retrieved from <http://profdoc.um.ac.ir/paper-abstract-1042410.html>
- Kidnay, A. J., & Parrish, W. R. (2006). *Fundamentals of Natural Gas Processing*. CRC Press. Retrieved from <https://books.google.com/books?id=lcLXk9OzDWoC&pgis=1>
- Mesko, J., & Ramsey, J. (1996). *The Use of Liquefied Natural Gas For Peaking Service*. Houston.
- Miller, A. L., & Quine, T. (1999a). NEW SYSTEM DESIGN ENHANCES USE OF

PEAK - SHAVING GAS SUPPLY. *Pipeline & Gas Journal*, 226(4), 33.

Miller, A. L., & Quine, T. (1999b). New system design enhances use of peak-shaving gas supply. *Pipeline & Gas Journal*, 226(4), 33. JOUR. Retrieved from <http://search.proquest.com/docview/197468916?accountid=11752>

Mingot, A., & Cristiani, H. (1997). Peak shaving plant at General Rodriguez (Buenos Aires, Argentina) and its role to fulfill natural gas demand. In *SPE 1997 Latin American/Caribbean gas and electricity Congress* (p. 7). Bariloche: Society of Petroleum Engineers, Inc.

Mokarizadeh Haghghi Shirazi, M., & Mowla, D. (2010). Energy optimization for liquefaction process of natural gas in peak shaving plant. *Energy*, 35(7), 2878–2885. <http://doi.org/10.1016/j.energy.2010.03.018>

Shipley, A. M. (2004). The Role of Energy Efficiency and Renewable Energy in Natural Gas, 103–110.

Taylor, C. (1994). LNG for peak shaving. *Gas Energy Review*, 22(10), 13. JOUR. Retrieved from <http://search.proquest.com/docview/222033246?accountid=11752>

The American Gas Association. (1987). *Gas Engineering and Operating Practices*.

The Economist Intelligence Unit. (2014). *Industry Report - Energy - Colombia*. London, UK. Retrieved from <http://www.eiu.com/industry/article/1872487771/oil-and-gas/2014-11-13>

Yongzhang, D., Yongbo, Z., & Jianwei, L. (2013). An economical analysis of LNG as a strategic proposal for urban gas peakshaving and emergency reserves: A case study in Sichuan and Chongqing areas. *Natural Gas Industry*, 33(11), 121–124. Retrieved from <http://www.trqgy.cn/CN/10.3787/j.issn.1000-0976.2013.11.021>